



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA

MECÁNICA ELÉCTRICA

**Auditoría energética y rediseño de subestación eléctrica
trifásica en una planta industrial para mejorar su eficiencia y
capacidad**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTOR:

Gonzáles Nolasco, Jessel Mateo (ORCID: 0000-0003-3467-6378)

ASESOR:

Mg. De la Cuz Araujo, Ronal Abel (ORCID: 0000-0003-3551-184X)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución de Energía

TRUJILLO - PERÚ

2020

Dedicatoria

A Dios, a mis hermanos, en especial a Birgna Gonzales y Pablo Gonzales que con mucho esfuerzo y apoyo incondicional me brindaron la oportunidad de estudiar en la Universidad.

A mis padres en el cielo María Nolasco, Pablo Gonzales mi hermano Gabriel Gonzales por sus consejos de gran valor y enseñanza; mis hijos Jessel, Rosa, Jhael y Lorena quienes siempre me motivaron en lo largo de mi formación universitaria.

Agradecimiento

A mi asesor de Tesis, al Ing. Raúl Rosalí Paredes Rosario por compartir sus experiencias y conocimientos, así como su colaboración continúa en la elaboración del presente trabajo.

Índice de contenidos

Carátula.....	i
Dedicatoria.....	ii
Agradecimiento	iii
Índice de contenidos	iv
Índice de tablas.....	v
Índice de figuras	vi
Resumen.....	vii
Abstract	viii
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. MARCO TEÓRICO	4
III. METODOLOGÍA.....	13
3.1. Tipo y diseño de investigación	13
3.3. Población, muestra, muestreo unidad de análisis.....	15
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	15
3.5. Procedimientos.	16
3.6. Métodos de análisis de datos	16
3.7. Aspectos éticos.....	16
IV. RESULTADOS	17
4.1. Auditoría energética a subestación eléctrica trifásica actual.....	17
4.2. Rediseño de subestación eléctrica.....	34
4.3. Cálculo del aumento de capacidad y rendimiento en la subestación	71
4.4. Análisis económico de la inversión.....	72
V. DISCUSIÓN.....	74
VI. CONCLUSIONES.....	78
VII. RECOMENDACIONES	80
REFERENCIAS	81
ANEXOS	81

Índice de tablas

Tabla 1:	Determinar el dimensionamiento del transformador.....	9
Tabla 2:	Cuadro de Variables y sus definiciones.....	14
Tabla 3:	Técnicas e instrumentos utilizados.....	15
Tabla 4:	Consumo promedio de potencia y energía activa.....	18
Tabla 5:	Consumo promedio de potencia y energía reactiva.....	21
Tabla 6:	Propiedades eléctricas para cable en MT tipo N2XSY 3.6/6 kV.....	26
Tabla 7:	Propiedades eléctricas para cable en MT tipo N2XSY 3.6/6 kV.....	29
Tabla 8:	Parámetros de operación actual en Transformador 1000 kVA.....	31
Tabla 9:	Parámetros de operación actual en Transformador 750 kVA.....	32
Tabla 10:	Parámetros de operación actual en transformador de 50 kVA.....	33
Tabla 11:	Propiedades eléctricas para cable N2XSY 8.7/15 kV.....	38
Tabla 12:	Conductividad eléctrica según el material físico.....	40
Tabla 13:	Características del cable según escala métrica.....	41
Tabla 14:	Datos de Motores trifásico en BT 150 y 300 kW.....	46
Tabla 15:	Motores trifásicos de alto rendimiento WEG.....	47
Tabla 16:	Calor perdido en el ambiente de la subestación.....	52
Tabla 17:	Valores de evacuación del aire en una instalación.....	52
Tabla 18:	Características de los Interruptores.....	59
Tabla 19:	Datos obtenidos del terreno en el análisis realizado.....	64
Tabla 20:	Resistencia de los electrodos instalados.....	64
Tabla 21:	Valores típicos del factor de asimetría (Df).....	65
Tabla 22:	Temperatura máxima de fusión.....	67
Tabla 23:	Constante Kf para diferentes tipos de electrodos.....	68

Índice de figuras

Figura 1:	Parámetros para determinar eficiencia de transformador trifásico....	10
Figura 2:	Parámetros para calcular eficiencia de conductor trifásico.....	11
Figura 3:	Diagrama de flujo del procedimiento.....	13
Figura 4:	Variables independientes, dependientes.....	14
Figura 5:	Diagrama actual de la subestación eléctrica.....	17
Figura 6:	Variación de Potencia activa absorbida en Horas Fuera de Punta....	19
Figura 7:	Variación de Potencia activa absorbida en Horas Punta.....	19
Figura 8:	Consumo de Energía eléctrica activa en Horas Fuera de Punta.....	20
Figura 9:	Consumo de Energía eléctrica activa en Horas Punta.....	20
Figura 10:	Variación de Potencia eléctrica reactiva en Horas Fuera de Punta...22	
Figura 11:	Variación de Potencia eléctrica reactiva en Horas Punta.....	22
Figura 12:	Consumo de Energía eléctrica reactiva en Horas Fuera de Punta....	23
Figura 13:	Consumo de Energía eléctrica reactiva en Horas Punta.....	23
Figura 14:	Subestación con motores en MT, 10/1.5 kV.....	24
Figura 15:	Distribución proyectada de la subestación eléctrica.....	34
Figura 16:	Transformador trifásico seco, encapsulado 2000 kVA.....	36
Figura 17:	Cables en tres ternas para BT, 460 V.....	40
Figura 18:	Disposición de bancos de condensadores y su conexonado.....	45
Figura 19:	Disposición de subestación con transformador de 2000 kVA.....	49
Figura 20:	Ventilación de local de subestación con extractor axial.....	53
Figura 21:	Climatización con equipos de refrigeración de celdas de subestación.....	54
Figura 22:	Esquema del sistema de enfriamiento.....	56
Figura 23:	Interruptor trifásico, caja moldeada – Schneider.....	58
Figura 24:	Dimensiones requeridos de un electrodo.....	61
Figura 25:	Superficie ocupada por malla de puesta a tierra.....	62
Figura 26:	Malla de puesta a tierra inicial.....	63
Figura 27:	Malla de puesta a tierra para transformador de 2000 KVA.....	69

Resumen

El objetivo de la presente investigación fue realizar una auditoría energética y rediseño de la subestación eléctrica trifásica de una planta para mejorar su eficiencia y capacidad, incluyéndose todos los costos que implican realizar estas mejoras. Se realizó la recolección de datos, cálculos y análisis correspondientes para efectuar los estudios de capacidad y eficiencia que tuvo inicialmente la subestación las cuales fueron: con una potencia instalada de 1800 kVA, solo se tiene disponibilidad de 102.9 kW y una eficiencia de 96.9%, mientras que con el rediseño de la subestación eléctrica propuesto se tendrá una potencia instalada de 2000 kVA una disponibilidad de carga de 271.2 kW; con ello se podrá atender la carga adicional requerida de 143 kW, también se obtuvo una mejor eficiencia del 99.1 %, siendo el mismo valor de factor de potencia de 0.99, lo que permite no pagar energía reactiva, ni sobrecalentamiento de los conductores y motores eléctricos; además se tendrá una mejor operación de la subestación eléctrica trifásica. Finalmente se realizó un análisis económico financiero con el rediseño de la subestación, tendremos un período de retorno estimado de la inversión, del orden de los 4.7 meses.

Palabras clave: Subestación eléctrica trifásica, eficiencia de la subestación, pérdidas en el transformador, análisis económico.

Abstract

The objective of this research was the development of the energy audit and redesign of the three-phase electrical substation of a plant to improve its efficiency and capacity, including all the costs involved in making these improvements. The data collection, calculations and corresponding analysis were carried out to carry out the capacity and efficiency studies that the substation initially had, which were: with an installed power of 1800 kVA, only 102.9 kW is available and an efficiency of 96.9%, While the redesign of the proposed electrical substation will have an installed power of 2000 kVA and a load availability of 271.2 kW; With this, the required additional load of 143 kW can be met, a better efficiency of 99.1% was also obtained, with the same power factor value of 0.99, which makes it possible not to pay reactive energy, nor overheating of the conductors and electric motors ; In addition, there will be a better operation of the three-phase electrical substation. Finally, an economic-financial analysis was carried out with the redesign of the substation, we will have an estimated return period of the investment, of the order of 4.7 months.

Keywords: Three-phase electrical substation, substation efficiency, transformer losses, economic analysis.

I. INTRODUCCIÓN

Es muy importante para todo profesional dedicado a la ingeniería eléctrica y mecánica eléctrica tener una base metodológica sencilla y directa con la cual pueda elaborar el diseño de una subestación eléctrica de media tensión. Dicha metodología debe reflejar las especificaciones técnicas de los componentes a utilizarse, que están contempladas en las normas competentes a nivel nacional, como también cumplir con los estándares internacionales (Sánchez , 2018).

La parametrización y control de pérdidas de energía eléctrica en estaciones de transformación, se traduce en una oportunidad social, pues la reducción de pérdidas libera recursos financieros que, según con prioridades de desarrollo económico pueden ser usados en otros sectores económicos (Vásquez, 2013).

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (Tensión e intensidad de corriente) y de proveer mediante la interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema (Arce, 2016).

Un área crítica en toda empresa industrial es el uso de la energía eléctrica, la cual se transforma, se distribuye y se utiliza en diferentes formas: en media tensión, en baja tensión, con alta/baja calidad de energía, con alto o bajo factor de potencia. Siendo los transformadores las máquinas que transforman la tensión “Un transformador es un mecanismo que puede elevar o reducir el voltaje que recibe, manteniendo constante la frecuencia” (Soto, 2018).

Estos equipos, agrupados en paralelo, forman la llamada subestación de transformación de una planta industrial, entregando potencia activa y reactiva a cierto nivel de tensión, de acuerdo a los consumidores, como son los motores eléctricos y dispositivos de cómputo e iluminación.

El transformador trabaja normalmente con eficiencia, superior a 97%, dependiendo de sus pérdidas en devanados y el entrehierro, además del índice de carga de operación, es necesario determinar su estado para tomar decisiones respecto a mantenimiento y seguridad operacional. Con bancos de pruebas de transformadores, se determinan con precisión su rendimiento, además de

programar el número de transformadores que deben entrar en servicio industrial y programar el mantenimiento preventivo respectivo (Castro, 2016).

En la empresa Vita Pro de Trujillo, la que se encarga de producir alimentos balanceados para animales, tipo pellets, cuenta con una sub estación de tensión de potencia instalada total de 1800 kilo Voltamperios (kVA), la cual está conformada por tres transformadores, independientes: el primero, con una potencia aparente nominal (S_n) = 1000 KVA, recibe 10 kilo Voltios (kV) y entrega 460 voltios (V) de tensión trifásica en conexión triángulo, que sirve para alimentar motores de baja tensión; el segundo, con una potencia (S_n) = 750 KVA recibe tensión en 10 kV y entrega 1,5 kV, para motores eléctricos de media tensión, los cuales son antiguos y fueron comprados de segundo uso, hace ya más de 20 años, con el inicio de la planta; el tercero, con una potencia (S_n) = 50 KVA recibe 10 kV y entrega 220 V trifásico, en conexión triángulo, sin neutro, y alimenta a las cargas monofásicas de 220 V, como son el sistema de iluminación, sistema de cómputo y a algunos motores pequeños, monofásicos.

La subestación no cuenta con un adecuado sistema de enfriamiento, pues solamente tiene pequeños ventiladores, que son insuficientes para retirar la carga térmica generada por los transformadores a su medio ambiente interno, sobre todo en verano, en que la temperatura alcanza los 30 °C. Los motores de 1.5 kV, al ser antiguos y haber sido rebobinados ya dos veces, trabajan con baja eficiencia, la que se refleja en que es necesario aplicar enfriamiento forzado externo, por medio de ventiladores de 2 kW, encareciendo el proceso productivo.

De similar modo, los transformadores trabajan con temperaturas de 46°C, alta. El sistema funciona con buen factor de potencia, tiene un sistema automático de compensación del factor de potencia, el cual varía entre 0.985 a 1. Es decir, Vita Pro no paga por energía reactiva, pero sí por energía activa, el monto mensual bordea los 273,000 soles mensuales, siendo un importante desembolso.

Vita Pro SAC debe aumentar su producción pues encuentra nuevos mercados para sus productos de alimentos balanceados, que tienen buena demanda, sobre todo en Ecuador y América Central, por este motivo, desea aumentar su planta con una unidad productiva adicional, de 143 kW, en 460 V, pero su sistema actual no tiene reserva de capacidad y no puede asumir la nueva demanda de potencia trifásica.

Se realizó un estudio de mejora de la subestación de Vita Pro, para el aumento de su eficiencia, de su capacidad y de su seguridad operacional, estandarizando las tensiones, a 10 kV en media tensión y a 460 V en baja tensión trifásica, en triángulo y en 380 V trifásica, en estrella, con neutro, para la iluminación de planta. Para intentar solucionar el problema, se plantea la pregunta. ¿Cómo optimizar la potencia instalada en la subestación eléctrica existente y el ahorro de energía eléctrica, considerando la nueva demanda adicional que requiere?

La hipótesis de estudio fue realizando una correcta Auditoría Energética y Rediseño de Subestación Eléctrica Trifásica en una Planta Industrial, Para Mejorar su Eficiencia y Capacidad

Se justifica la investigación desde el enfoque tecnológico, se dispondrá de una subestación trifásica con tecnología moderna, que sustituirá a la antigua, con mayor eficiencia, capacidad; seguridad y confiabilidad operacional. Desde el enfoque social, se generara un mejor ambiente laboral, existirán menos problemas técnicos que perturben el sistema de producción. Desde el enfoque económico con mayor continuidad operacional y reducción de los costos de energía eléctrica, existirá una mejor gestión productiva, generando mayores ingresos económicos, asegurando el retorno de la inversión. Desde el enfoque técnico, se justifica porque, al aplicar una auditoría eléctrica y el rediseño de la subestación trifásica, se debe capacitar al personal de mantenimiento eléctrico, para aumentar sus habilidades técnicas, de acuerdo a la nueva tecnología.

Para dar respuesta a la investigación se planteó como objetivo general, realizar una auditoria energética y rediseño de la subestación eléctrica trifásica de la planta industrial para mejorar su eficiencia y capacidad.

Así mismo para lograr el objetivo general se planteó los siguientes objetivos específicos: (1) Realizar una auditoría eléctrica al sistema trifásico de planta industrial, en transformación, distribución y uso de energía eléctrica; calculando capacidades, rendimientos y costos actuales. (2) Realizar rediseño de subestación de transformación. Incluye dimensionamiento y selección de componentes de nueva subestación. (3) Cálculo del aumento de capacidad y rendimiento de la subestación nueva. (4) Realizar un análisis económico financiero.

II. MARCO TEÓRICO

En 1992 se publica la Ley N° 25844 o Ley de Concesiones Eléctricas, a través de la cual se divide el sector eléctrico peruano en tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución, su objetivo era mejorar y aumentar la capacidad de abastecimiento y distribución de energía eléctrica a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En tal año el Coeficiente de Electrificación Rural era de tan solo 54.8%, pasando en el 2000 a 73.5%, y actualmente alcanzando el 80% (López, 2019).

A nivel latinoamericano, se prevé una alta demanda de energía eléctrica, Durante los últimos 13 años, el consumo de electricidad en la región ha subido un 53,7%, hasta alcanzar los 1.234 teravatios-hora (TWh), siendo más de cinco veces lo que se consume en España, según la Organización Latinoamericana de Energía (Olade). Se estima que la demanda aumente hasta los 3.000 TWh en 2050 (Arriaga, 2019).

Como trabajos previos se han considerado los siguientes:

Vieyra, y otros (2013), realizaron una investigación no experimental, aplicada; sobre el diseño e instalación de una subestación unitaria eléctrica de 34.5. kV para una central de combustión interna, para distribuir la potencia eléctrica generada de la central. Los autores observaron el proceso de conversión de energía de una subestación eléctrica trifásica, de los elementos que la componen, así como de los dispositivos de protección para operar de manera segura y eficaz.

Para obtener buen resultado fue necesario comprender los componentes y elementos de una subestación. Para este proyecto se trató de una subestación de 34.5 kV por secciones, en cada sección que la compone se desarrollaron las características con las que cuenta. Básicamente los resultados obtenidos fueron:

- Una subestación compacta (tablero blindado para tensión nominal de 34.5 kV).
- Equipo de medición de energía eléctrica (Medición local).
- Interruptores en SF6 o vacío para tableros blindados (Metal Clad de 34.5 kV).
- Transformadores de corriente y potencial.
- Equipos de protección multifunción para los diferentes alimentadores.
- Alimentadores de fuerza y control para las secciones que componen al tablero.
- Cuchillas de puesta a tierra.

- Aisladores soporte columna.

Se contempló que fuera SF6 por las principales ventajas que representa una subestación aislada en gas SF6, las cuales son las siguientes:

- Requieren de un espacio mínimo y menores costos de adquisición de terreno.
- Soluciones adaptadas de acuerdo a los requerimientos al usuario final.
- Menor tiempo de implementación, debido al despacho de unidades preensambladas y probadas.
- Elevado grado de seguridad para el personal en la operación.

Saavedra (1990), en su investigación descriptiva no experimental, evalúa, en base a una auditoría eléctrica, la disponibilidad de potencia en las estaciones y subestaciones eléctricas de transformación.

El autor propone una técnica para determinar la potencia que un transformador sumergido en aceite puede aún entregar la fuerza sin que se altere su funcionamiento.

El autor obtiene como resultado que se tiene una disponibilidad de potencia de 15% del valor nominal del transformador, que es de 1500 KVA, es decir, se puede suministrar en modo confiable, solamente 225 KVA, en 10 kV, sin sobrepasar el límite de carga recomendado para su operación, que es de 85%.

También obtiene como resultado que no es adecuado tener control fijo de la corrección del factor de potencia, establece que, para esos niveles de tensión y potencia, la corrección del factor de potencia debe ser automática.

Saavedra Farfán concluye que, para el trabajo propuesto se ha utilizado una Guía de Carga para los Transformadores de Potencia Sumergidos en aceite, por lo cual se determinan los factores de carga aplicables a los transformadores sin que su tiempo de vida útil se reduzca.

Cruz, y otros (2015), en su investigación aplicada, no experimental, realizan la caracterización del diseño e implementación de una subestación de transmisión.

Los autores señalan que los cambios bruscos en la industria eléctrica estimulada por los niveles de competencia, eficiencia y calidad de servicio, requieren una permanente innovación al construir subestaciones eléctricas de transmisión, lo que significa competencia, las subestaciones eléctricas deben ser aptos de distribuir energía con gran funcionalidad en el tiempo.

Realizan un análisis de los diagramas unifilares de las subestación de distribución que alimentan a Lima, realizando entrevistas y revisión documental, de la literatura de especialidad, para determinar el tipo de componentes y capacidades que deben tener los equipos de la nueva sub estación de distribución.

Como resultados obtienen que es necesaria una subestación en MT, de 66/10 kV, de 40 MVA, con protección eléctrica en MT y en BT, coordinada para obtener una buena confiabilidad y rapidez de desconexión, con descarga a tierra.

Los autores concluyen que, implementando la automatización en el sistema de control de la subestación, se garantiza un funcionamiento sin falla, segura y confiable de todo el equipamiento instalado en la subestación. Además, la caracterización e implementación de la Nueva Subestación Zapallal será capaz del desarrollo de la demanda de la zona norte de Lima, de 4% anual desde 2013.

Sánchez (1980), realizó una investigación no experimental, aplicada y descriptiva, estableciendo una Metodología para el diagnóstico de Subestaciones eléctricas trifásicas.

En base a la auditoría eléctrica aplicada el autor determina que la subestación eléctrica estudiada tiene problemas de sobrecarga que afectan el correcto funcionamiento del transformador, al sistema de distribución; los alimentadores, a la alimentación al seccionador y principalmente a la porta fusible.

El autor establece que las sobrecargas se deben a la elevada frecuencia de arranque y parada de los motores eléctricos, que solamente cuentan con sistemas de arranque en estrella – triángulo, propone que se debe implementar sistemas de arranque con softstarter, para reducir el amperaje elevado inicial, cuidando de no tener mala calidad de energía.

El autor obtiene como resultado lo siguiente: Subestación operando a 40% de carga, rendimiento: 95%, bajo, Sistema de protección eléctrica: mala selectividad, poca sensibilidad (tiempo de respuesta mayor a 25 ms), bajo factor de potencia, 0.9, pues sus bancos de condensadores se queman por tener baja impedancia. El investigador concluye que, en el presente trabajo no se hizo un análisis económico de la subestación, pues sale del alcance del mismo, aunque se recomienda que al hacer un diagnóstico este punto sea considerado para determinar la importancia de la subestación y de los cambios que se deban hacer en la misma para mejorar el servicio.

Vásquez (2013), en su investigación de tipo aplicada realiza el dimensionamiento de subestaciones eléctricas en base a parámetros de región.

Según el autor, los parámetros y control de pérdidas de energía eléctrica en estaciones de transformación, una reducción de pérdidas genera recursos económicos que pueden utilizarse en otros ámbitos de la economía.

El autor realiza una auditoría eléctrica a la subestación existente, de 10 MVA, tomando datos de operación y los datos de registro, determinando que el transformador actual tiene bajo rendimiento, de solamente 96% y no puede entregar más de 700 KVA, pues sufre recalentamientos, debido a que ya cumplió su ciclo de vida y al deficiente mantenimiento al cual es sometido periódicamente, muchas veces siendo del tipo reactivo.

El autor concluye, también, que; para minimizar las pérdidas de energía por sobredimensionamiento en estaciones de transformación, se debe examinar el uso de contadores de energía electrónicos con compensación de pérdidas, pues se presentó en el desarrollo del estudio, la inversión es recuperada en el tiempo.

Tafolla (2014), en su investigación descriptiva y aplicada; establece las consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de subestaciones de transmisión.

El autor realiza un trabajo de campo, tomando datos de operación y de mantenimiento, realiza entrevistas al personal de operación de la subestación y determina que el transformador ha sido dimensionado con factor de servicio muy alto, de 1.5, lo que produce que trabaje con baja eficiencia, aumentando el costo de operación en 12% que el normal, el transformador debió tener potencia nominal de solamente 800 KVA y se asumió de 1200 KVA, siendo la carga de operación de solamente 640 KVA, como valor máximo

Según Tafolla, existen demasiadas subestaciones con algunas diferencias, en su tecnología, y en su diseño de instalación. La gran variedad se debe por la necesidad de presentar un proyecto en corto plazo, y por la variedad de problemas en el lugar de la obra, además del presupuesto, que son muy altos.

El autor concluye que, para aplicar la conformidad al Diseño Electromecánico de Subestaciones de Transmisión, es importante comprender las formas de las subestaciones de transmisión, y los diferentes cambios y dispositivos utilizados.

En la teoría relacionada a nuestra investigación primeramente debemos haber tenido conocimiento de la diferencia entre estaciones transformadoras y subestaciones, esta se da por la magnitud de las instalaciones. Las estaciones de transformación se vinculan a sistemas de transmisión en alta tensión, subestaciones se denominan a las restantes.

Los elementos que conforman una subestación transformadora son los transformadores y los elementos de medición, maniobra y protección. De acuerdo a su ubicación las subestaciones se clasifican en cubiertas y a la intemperie.

- Las subestaciones a la intemperie son sobre nivel (aérea) y a nivel.
- Las subestaciones cubiertas son a nivel y subterráneas.

Para el desarrollo de nuestra tesis, primero determinamos el tipo de subestación eléctrica que se va rediseñar, luego se realizó el cálculo para dimensionar un transformador, para ello no basta con sumar las cargas, sino que además se debe considerar además la potencia instantánea admisible (potencia de partida).

Para que el equipamiento sea automatizado, la potencia de un transformador depende de, la potencia máxima necesaria en un instante dado (potencia de partida), la potencia permanente absorbida por el circuito, la caída de tensión y el factor de potencia

Para determinar la potencia de partida se tienen las siguientes hipótesis: Dos partidas no pueden producirse al mismo tiempo, un factor de potencia $\cos \phi$ de 0,5 y 80% de los aparatos al máximo son alimentados al mismo tiempo

De manera empírica y para simplificar, esta potencia se calcula según la siguiente fórmula (Legrand, 2016):

$$P_{partida} = 0.8 * (SP_m + SP_v + P_a) \quad (1)$$

Dónde: SP_m : Suma de todas las potencias de consumo de los contactores; SP_v : Suma de todas las potencias de los indicadores luminosos; P_a : Potencia de partida del contactor más grande.

Para los transformadores de comando en particular, es necesario dimensionar según la tabla 1, que sirve para seleccionar un transformador, en función de la potencia aparente de cálculo y de su factor de potencia.

Tabla 1: Determinar el dimensionamiento del transformador. Fuente: Legrand 2016.

Potencia nominal en VA IEC y CSA	Potencia instantánea admisible en VA IEC/EN 61558-2-2 con cosφ de:								
	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
40	90	80	72	66	61	57	53	51	53
63	160	140	130	120	110	100	90	90	90
100	210	190	170	160	150	140	130	130	140
160	480	400	350	300	270	240	220	200	190
250	830	690	590	510	450	400	360	330	310
400	1600	1400	1200	1000	900	800	800	700	700
630	2000	1800	1500	1400	1200	1100	1100	1000	1000
1000	5400	4600	4000	3600	3200	3000	2700	2600	2500
1600	9000	8000	7200	6600	6100	5700	5400	5300	5600
2500	7300	6600	6000	5700	5200	4900	4700	4600	5100
4000	34500	28800	24400	17000	16600	16400	14800	13400	12400
5000	29000	23000	20000	17000	16000	14000	13000	12000	12000
6300	20000	18000	17000	16000	15000	15000	15000	15000	18000
8000	45000	39000	35000	32000	30000	28000	27000	26000	29000

Ejemplo: Para una potencia de partida de 460 VA con un factor de potencia 0,5 sería un transformador de 250 VA mínimo.

Verificar la selección, para ello calcular la suma total de todas las cargas, aplicar enseguida un coeficiente: ya sea el de 80% de los aparatos sometidos a tensión al simultáneamente, o bien el que resulte de los cálculos reales.

La potencia debe ser igual o superior al resultado de este cálculo (Legrand, 2016)

Coeficiente de rateo, son las potencias de placa son válidas para una temperatura ambiente de 60°C. Se trata de la temperatura con la que un transformador o una fuente de alimentación pueden funcionar en forma continua con su carga nominal.

Para las temperaturas de ambiente mayores a 60°C, se debe reducir la potencia nominal según la siguiente fórmula (Legrand, 2016):

$$P = \frac{10 - 0.14 * (T - 60)}{10} * PI \quad (2)$$

T: temperatura de ambiente, °C; PI = potencia nominal hasta 60°C

Eficiencia en operación del transformador trifásico (Chapman, 2005)

Este método no considera las pérdidas de potencia en conductores, $P_{pcond}(kW)$.

Datos del transformador: $S_n(KVA)$: Potencia nominal aparente, $U_{1n}(V)$: Tensión en bornes de entrada, $U_{2n}(V)$: Tensión en bornes de salida, K_{tr} : Relación de

transformación: $U1n/U2n$, $I2$: Intensidad de operación, A , α : Índice de carga: $I2/I2n$

$\cos \varphi2$: Factor de potencia de la instalación en servicio.

Eficiencia del transformador en operación:

$$\eta_{Tr-oper}(\%) = \frac{S_n * \alpha * \cos \varphi2}{S_n * \alpha * \cos \varphi2 + P_{FE} + \alpha^2 * P_{n-Cu}} * 100 \quad (3)$$

Datos del fabricante: P_{Fe} : Potencia perdida en el Hierro del transformador, kW,

P_{nCu} : Potencia perdida nominal en el cobre del bobinado del transformador, kW

Eficiencia máxima del transformador

Se determina el índice de carga óptimo, α_{opt} (Fitzgerald, 2004):

$$\alpha_{opt} = \sqrt{\frac{P_{Fe}}{P_{n-Cu}}} \quad (4)$$

$$\rightarrow \text{Eficiencia máx de Trafo: } \eta_{máx} = \frac{S_n * \alpha_{opt} * \cos \varphi2}{S_n * \alpha_{opt} * \cos \varphi2 + P_{FE} + \alpha^2 * P_{n-Cu}} * 100 \quad (5)$$

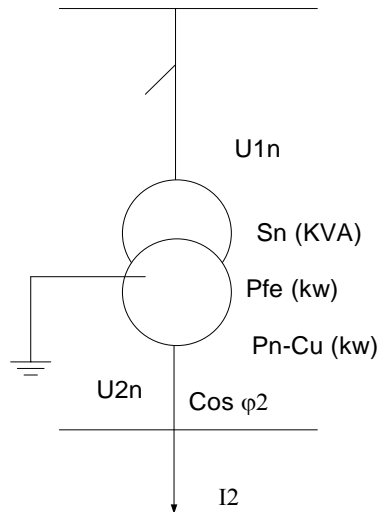


Figura 1: Parámetros para determinar eficiencia de transformador trifásico.

Elaboración propia

Cuando se tiene en cuenta las pérdidas en conductores de baja tensión, P_{pcond} ; la ecuación de rendimiento en operación del transformador será (Fitzgerald, 2004):

$$\eta_{Tr-oper}(\%) = \frac{P_{abs-ME}}{P_{abs-ME} + P_{p-cond} + P_{FE} + \alpha^2 * P_{n-Cu}} * 100 \quad (6)$$

En la cual:

P_{abs-ME} : Potencia activa absorbida por motores eléctricos, kW; P_{pcond} : Suma de potencias perdidas en conductores, en BT; kW; P_{Fe} : Potencia perdida en el

Hierro del transformador, kW; PnCu: Potencia perdida nominal en el cobre del bobinado del transformador, kW.

Eficiencia de conductor trifásico (Chapman , 2005):

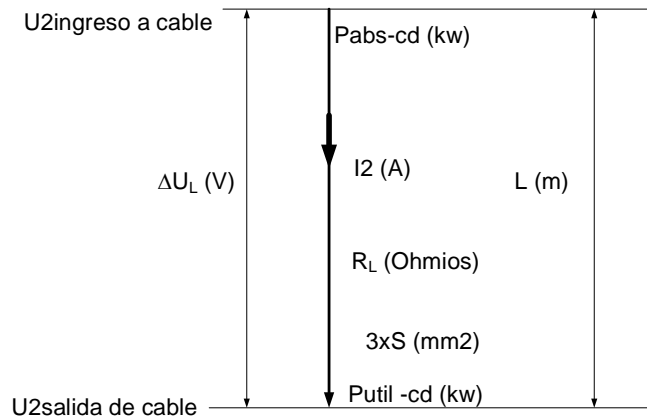


Figura 2: Parámetros para calcular eficiencia de conductor trifásico. Elaboración propia

En la figura 2 se presentan los parámetros a considerar para determinar la eficiencia de un conductor eléctrico, como son las tensiones de entrada y salida, la intensidad de operación (A), la resistencia de línea, longitud del cable de línea, en m, la sección transversal del conductor y las potencias absorbidas y útil.

Datos del cable: R (Ohmios), ρ_{Cu} : Resistividad eléctrica del cobre ($\Omega\cdot m/mm^2$), L: Longitud total, S = Sección transversal (mm^2)

Resistencia óhmica del conductor (Harper, 2005):

$$R_L = \rho_{Cu} * \frac{L}{S} \quad (7)$$

Caída de tensión admisible: $\Delta U_{adm} = (1 \dots 3.5)\% * U_{2n}$ (V)

Se tiene, caída de tensión en un cable trifásico:

$$\Delta U_{cable}(V) = \sqrt{3} * I_L(A) * R_L(\Omega) \quad (8)$$

Potencia perdida en cable trifásico:

$$P_{p-cable}(kw) = 3 * R_L * I_L * 10^{-3} = \sqrt{3} * \Delta U_{cable} * I_L * 10^{-3} \quad (9)$$

Potencia absorbida en cable. Pabs-cble:

$$\begin{aligned} P_{abs-cable}(kw) \\ = \sqrt{3} * U_2 * I_L * 10^{-3} \end{aligned} \quad (10)$$

Potencia útil del cable, Pu-cble:

$$P_{u-cable}(kw) = P_{abs-cble} - P_{p-cble} \quad (11)$$

Eficiencia del cable trifásico:

$$\eta_{cable} = 1 - \frac{P_{p-cble}}{P_{Abs-cble}} = \frac{P_{u-cble}}{P_{Abs-cble}} \quad (12)$$

Protección de transformadores trifásicos en MT,

De acuerdo a lo exigido en la norma RA7060, estas solo se aplican para la selección de protección de los transformadores mayores a 112.5 kVA. Para la selección de protección de transformadores menores a los 112.5 kVA, se debe tener presente la norma RA8005. Los FLC sirven como medio de protección que hace parte de los equipos doble tiro y equipos seccionador fusible. Los requerimientos técnicos para los equipos Doble Tiro son aplicados en la norma RA8010 (Cáceres, 2017).

Fusibles limitadores de corriente (Cáceres, 2017):

Tipos de fusibles limitadores de corriente

Los fusibles limitadores de corriente, limitan la energía de paso al elemento protegido, reduciendo la probabilidad de daño de los equipos.

Existen básicamente tres tipos de fusibles limitadores:

- De respaldo o de rango parcial (Backup).
- De propósito general (General Purpose).
- De rango completo (Full Range).

Para desarrollar la metodología de trabajo respecto a la auditoria energética se realizó las siguientes fases:

Fase I: Pre- Diagnóstico Energético,

Fase II: Diagnóstico Energético Integral,

Fase III: Elaboración del informe técnico.

Fase IV: Implementación de las mejoras monitoreo y seguimiento.

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

Es de tipo cuantitativa, aplicada y el diseño no experimental; porque se hallarán los valores de las variables del proceso de transformación de tensión y distribución de potencia eléctrica en planta industrial.

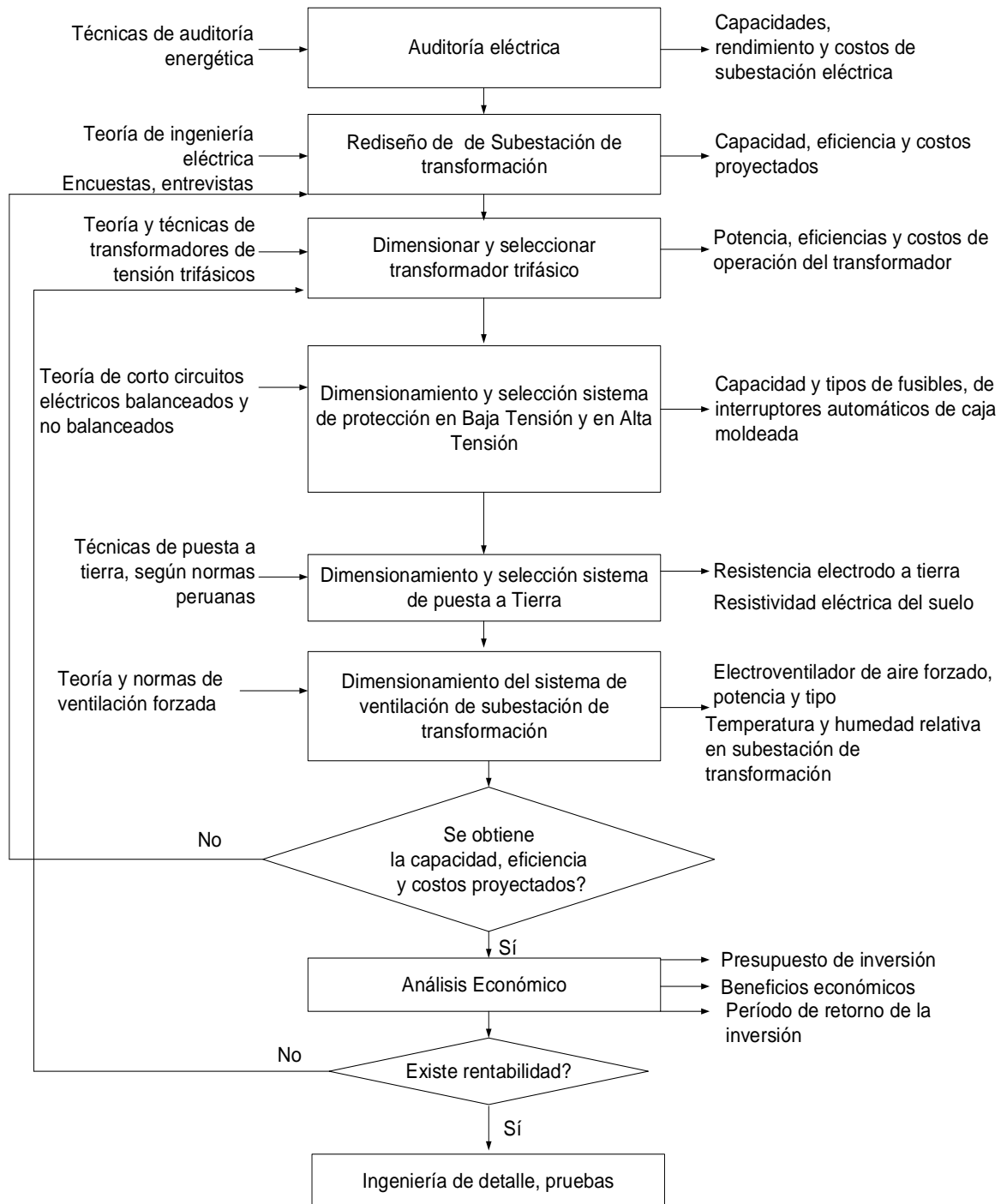


Figura 3: Diagrama de flujo, para el desarrollo de estudio de investigación.

Variables y Operacionalización

3.2.1 Variables independientes

- Propuesta de mejora en SEP

3.2.2 Variables dependientes

- Eficiencia, %
- Capacidad, KVA

3.2.3 Variables intervinientes

Variación de parámetros eléctricos, en MT

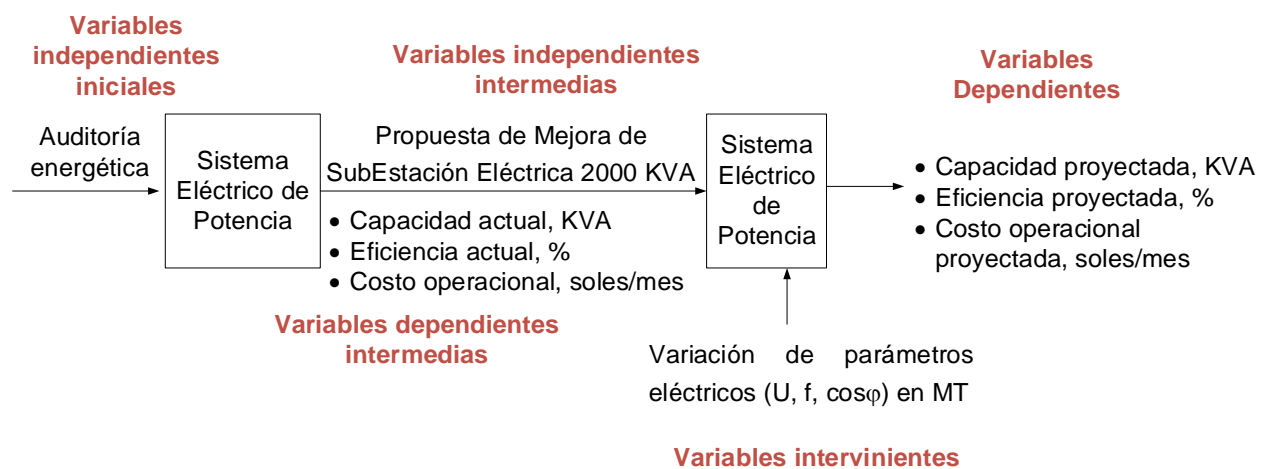


Figura 4: Variables independientes, dependientes, intermedias e intervinientes.

3.3. Población, muestra, muestreo unidad de análisis

3.3.1 Población: Sistemas eléctricos de potencia trifásicos en Plantas Molineras del Departamento las Libertad.

3.3.2 Muestra: Sistema eléctrico de potencia trifásico en Planta VitaPro de Trujillo.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Tabla 3: Técnicas e instrumentos utilizados para el estudio de investigación.

Técnica	Instrumento	Objeto	Objetivos
Observación	Fichas de observación	Sistema Eléctrico Trifásico 2000 KVA	Conocer el sistema de recepción, transformación y distribución secundaria de energía eléctrica trifásica
Encuestas	Hojas de encuestas	Personal ejecutivo de Planta Vita Pro	Definir prioridades y características tecnológicas; de capacidad, rendimientos y costos actuales del Sistema Eléctrico de Potencia de 2000 KVA
Mediciones	Fichas de mediciones de variables de proceso	Sistema Eléctrico Trifásico 2000 KVA	Determinar los valores reales actuales de las variables de proceso, actuales y proyectados para realizar la auditoría y el rediseño en el Sistema Eléctrico de Potencia de 2000 KVA
Análisis registro de datos	Fichas de Registro de datos e incidencias	Sistema Eléctrico Trifásico 2000 KVA	Determinar causas y variación de variables del sistema Eléctrico de Potencia y establecer tendencias y definir mejoras.
Análisis documental	Fichas bibliográficas	Sistemas Eléctricos de Potencia Trifásicos en Media y en Baja Tensión	Seleccionar las teorías y ecuaciones que permitan determinar, dimensionar y seleccionar las nuevas tecnologías, métodos en la Propuesta de Mejora del SEP 2000 KVA

3.5. Procedimientos.

En la primera etapa se observó el trabajo de la subestación actual, realizando la auditoría energética, conociendo los parámetros de operación, luego se realizó mediciones de los mismos, de tensión e intensidad en cada transformador, para determinar su capacidad, eficiencia y carga.

En la segunda etapa se hace el procesamiento de datos y de los resultados de encuestas y entrevistas, para rediseñar la subestación actual, considerando en el aumento de la capacidad, obtener un buen rendimiento y menor costo de operación, aplicando las técnicas y ecuaciones de subestaciones eléctricas. Se hace un análisis comparativo de dos variantes de subestaciones.

Luego de dimensionar y seleccionar los componentes de la subestación, se realiza el análisis económico financiero, y a continuación, se hace un análisis de discusión de resultados, comparando con los de estudios similares, analizando resultados en función de capacidad, rendimiento y costos de operación de la subestación.

3.6. Métodos de análisis de datos

Seguir un procedimiento racional del siguiente modo:

Toma de datos→Procesamiento de datos→Resultados→Conclusiones, mediante métodos analíticos del sistema eléctricos de potencia en planta industrial, definiendo el modelo matemático, utilizando las fichas de observación, de mediciones, bibliográficas; definiendo y empleando las ecuaciones que determinan la variabilidad e interrelación de las variables del proceso, obteniendo indicadores de estadística descriptiva y los valores que permitan realizar el rediseño de la subestación eléctrica trifásica.

La hipótesis de estudio será verificada y validada con técnicas de estadística inferencial. En la ingeniería básica se utilizará la teoría de Ingeniería Eléctrica, para rediseñar la subestación eléctrica; dimensionando y seleccionando los diferentes componentes nuevos de transformación, distribución, consumo y protección eléctricos, a continuación, se hará el análisis económico y discusión de resultados.

3.7. Aspectos éticos

El estudio completo presentado es elaborado por el autor, sin plagio de ningún tipo, ni en los trabajos previos, ni en metodología, ni en desarrollo del mismo, ni en ninguna etapa del mismo.

IV. RESULTADOS

4.1. Auditoría energética a subestación eléctrica trifásica actual

Para el desarrollo de la auditoría, inicialmente se realizó una investigación preliminar de las instalaciones y equipos en general para ubicarse en la empresa y evaluar la magnitud de los problemas energéticos; definiendo que uno de los problemas se encuentra en la subestación eléctrica trifásica actual, la cual provee energía eléctrica a toda la planta industrial, así como se muestra en la figura 5:

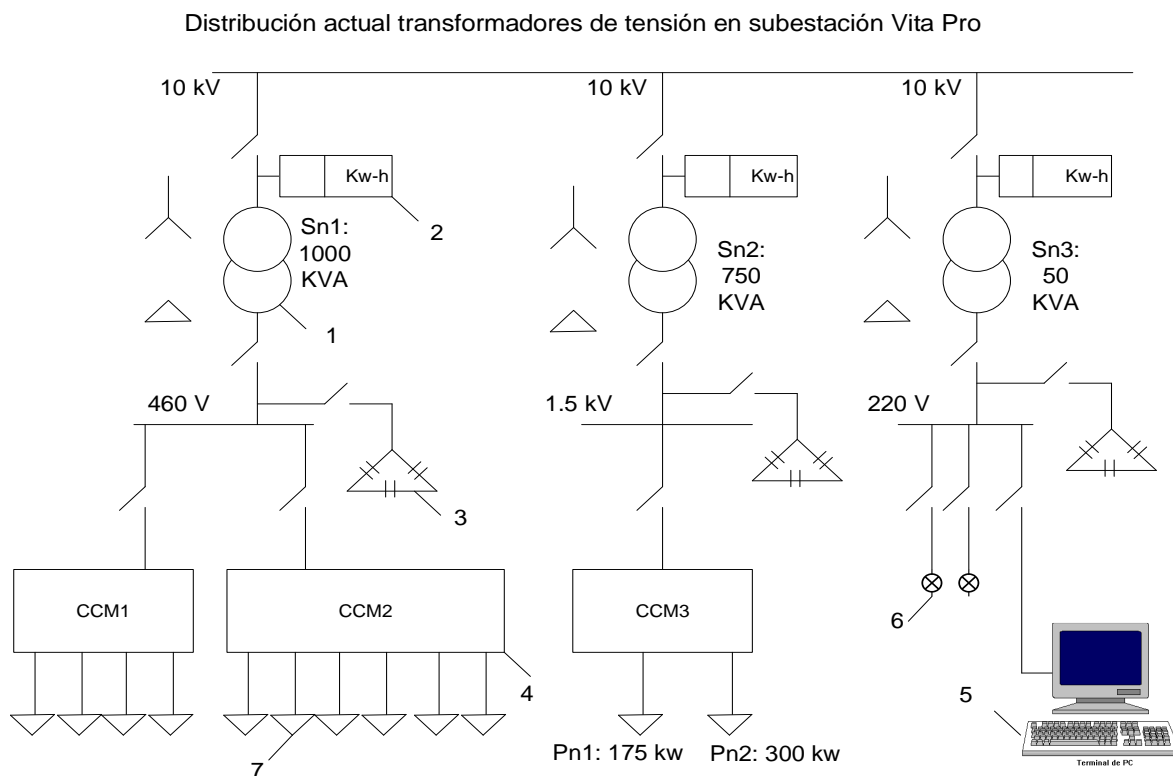


Figura 5: Diagrama actual de la subestación eléctrica en Vita pro Trujillo.
Elaboración propia

Leyenda:

(1) Transformador trifásico de tensión, MT/BT; (2) Medidor de energía activa y reactiva; (3) Banco de condensadores trifásicos; (4) Centro de control de motores; (5) PC industrial; (6) Luminarias fluorescentes y de vapor de sodio; (7) Motores eléctricos trifásicos.

4.1.1. Valores promedios de energía eléctrica en Planta industrial

En la siguiente tabla 4, se muestra los valores promedios de potencia y energía activa durante los meses del año 2019 en horas punta y horas fuera de punta, dichos datos fueron obtenidos de la data de la empresa.

Tabla 4: Consumo promedio de potencia y energía activa en Planta industrial 2019. Elaboración propia

Valores promedio de potencia activa en Vita Pro					Valores promedio de energía activa en Vita Pro		
Mes/año	Potencia en Horas Fuera de Punta	Tpo Horas punta	Potencia en horas de punta	Tpo Horas fuera de punta		Energía eléctrica en Horas Fuera de Punta	Potencia en horas de punta
	kW	h/mes	PHP	h/mes	Mes/año	EEHFP	EEHP
Ene-19	1612	494	1579.76	130	Ene-19	796,328.00	205,368.80
Feb-19	1610	494	1577.8	130	Feb-19	795,340.00	205,114.00
Mar-19	1710	494	1675.8	130	Mar-19	844,740.00	217,854.00
Abr-19	1588	494	1556.24	130	Abr-19	784,472.00	202,311.20
May-19	1563	494	1531.74	130	May-19	772,122.00	199,126.20
Jun-19	1671	494	1637.58	130	Jun-19	825,474.00	212,885.40
Jul-19	1662	494	1628.76	130	Jul-19	821,028.00	211,738.80
Ago-19	1630	494	1597.4	130	Ago-19	805,220.00	207,662.00
Set-19	1620	494	1587.6	130	Set-19	800,280.00	206,388.00
Oct-19	1578	494	1546.44	130	Oct-19	779,532.00	201,037.20
Nov-19	1614	494	1581.72	130	Nov-19	797,316.00	205,623.60
Promedio	1,623.45	494	1,590.99	130	Promedio	801,986.55	206,828.11

4.1.2. Gráficos de los consumos promedio de potencia y energía activa en Planta Industrial 2019.

Con la data de potencias y energías totales tomadas de Planta, según tabla 4, se preparó los gráficos de variación mensual, durante 2019:

En la figura 6 se muestra la variación de consumos promedios de potencia activa en horas fuera de punta durante el año 2019 en la planta industrial, resultando la más alta en el mes de marzo y la mínima en el mes de mayo.

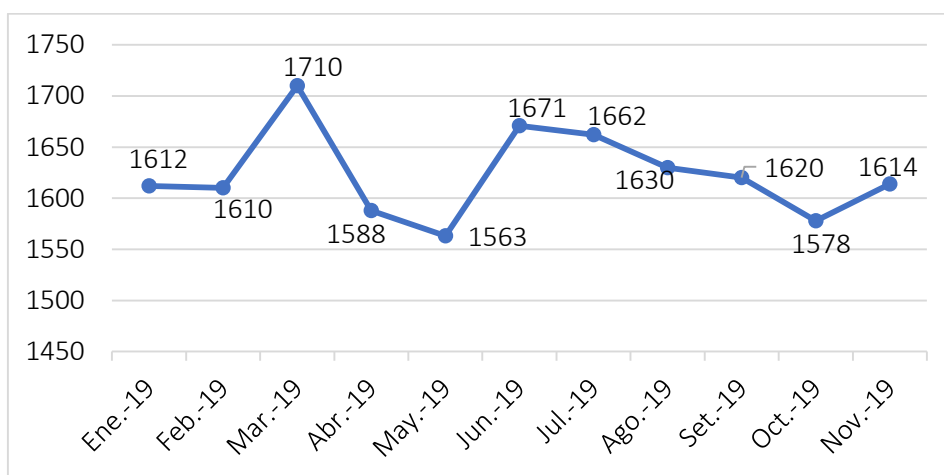


Figura 6: Gráfica de variación de Potencia activa absorbida en Horas Fuera de Punta. (Fuente: Vita Pro)

En esta figura 7 se muestra la variación de consumos promedios de potencia activa en horas punta durante el año 2019 en la planta industrial, resultando la más alta en el mes de marzo y la mínima en el mes de mayo.

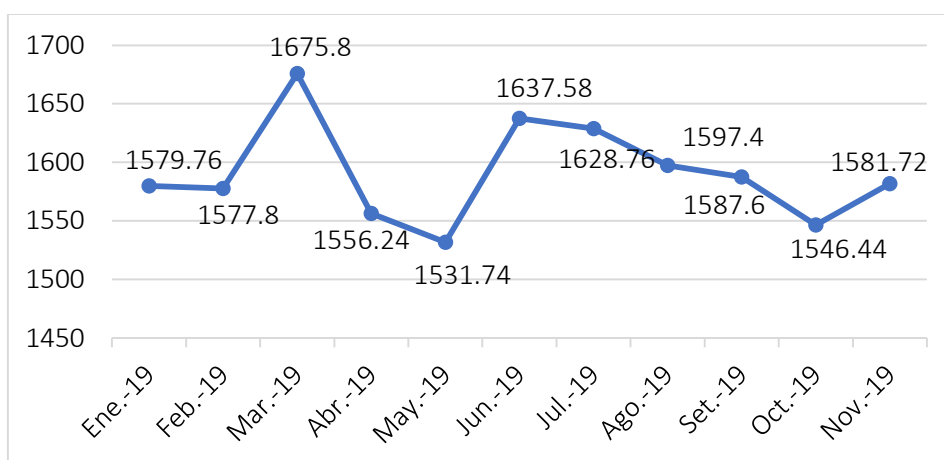


Figura 7: Gráfica de variación de Potencia activa absorbida en Horas Punta. (Fuente: Vita Pro).

En esta figura 8 se muestra la variación de consumos promedios de energía eléctrica activa en horas fuera de punta durante el año 2019 en la planta industrial, resultando la más alta en el mes de marzo y la mínima en el mes de mayo.

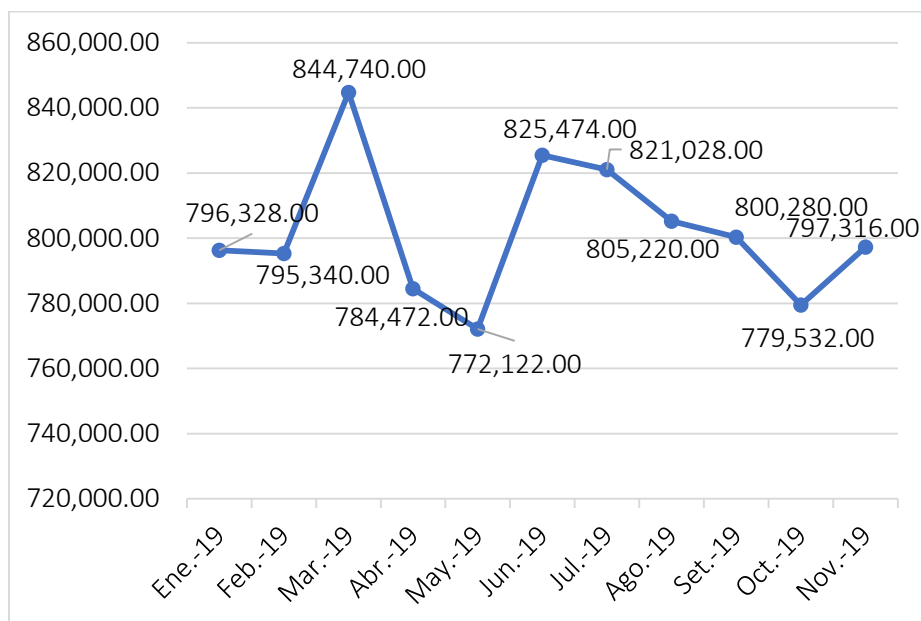


Figura 8: Gráfica de consumo de Energía eléctrica activa en Horas Fuera de Punta. (Fuente: Vita Pro).

En esta figura 9 se muestra la variación de consumos promedios de energía eléctrica activa en horas fuera de punta durante el año 2019 en la planta industrial, resultando la más alta en el mes de marzo y la mínima en el mes de mayo.

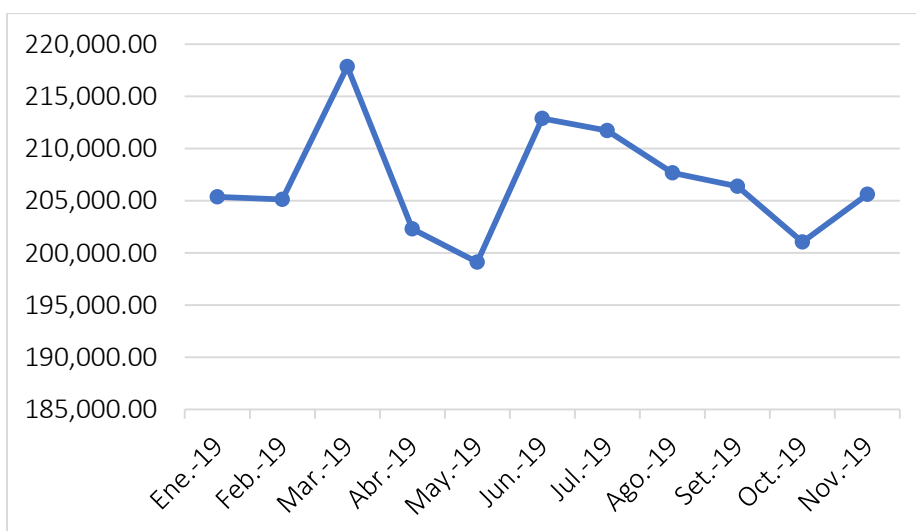


Figura 9: Gráfica de variación de Consumo de Energía eléctrica activa en Horas Punta, 2019. (Fuente: Vita Pro).

En la siguiente tabla 5, se muestra los valores promedios de potencia y energía reactiva durante los meses del año 2019 en horas punta y horas fuera de punta, dichos datos fueron obtenidos de la data de la empresa.

Tabla 5: Consumo promedio de potencia y energía reactiva en Planta industrial 2019. Elaboración propia.

Valores promedio de potencia reactiva en Vita Pro					Valores promedio de energía reactiva en Vita Pro		
Mes/año	Potencia reactiva en Horas Fuera de Punta	Tpo Horas punta	Potencia reactiva en horas de punta	Tpo Horas fuera de punta		Energía eléctrica reactiva en Horas Fuera de Punta	Energía eléctrica reactiva en horas punta
	kvar	h/mes	PHP	h/mes	Mes/año	EEHFP	EEHP
Ene-19	951.08	494	932.058	130	Ene-19	469,833.52	121,167.59
Feb-19	949.9	494	930.902	130	Feb-19	469,250.60	121,017.26
Mar-19	1008.9	494	988.722	130	Mar-19	498,396.60	128,533.86
Abr-19	936.92	494	918.182	130	Abr-19	462,838.48	119,363.61
May-19	922.17	494	903.727	130	May-19	455,551.98	117,484.46
Jun-19	985.89	494	966.172	130	Jun-19	487,029.66	125,602.39
Jul-19	980.58	494	960.968	130	Jul-19	484,406.52	124,925.89
Ago-19	961.7	494	942.466	130	Ago-19	475,079.80	122,520.58
Set-19	955.8	494	936.684	130	Set-19	472,165.20	121,768.92
Oct-19	931.02	494	912.4	130	Oct-19	459,923.88	118,611.95
Nov-19	952.26	494	933.215	130	Nov-19	470,416.44	121,317.92
Promedio	957.84	494	938.68	130	Promedio	473,172.06	122,028.58

4.1.3. Gráficos de los consumos promedio de potencia y energía reactiva en Vita Pro 2019.

En la figura 10 se muestra la variación de consumos promedios de potencia reactiva en horas fuera de punta durante el año 2019 en la planta industrial, resultando la más alta en el mes de marzo y la mínima en el mes de mayo.

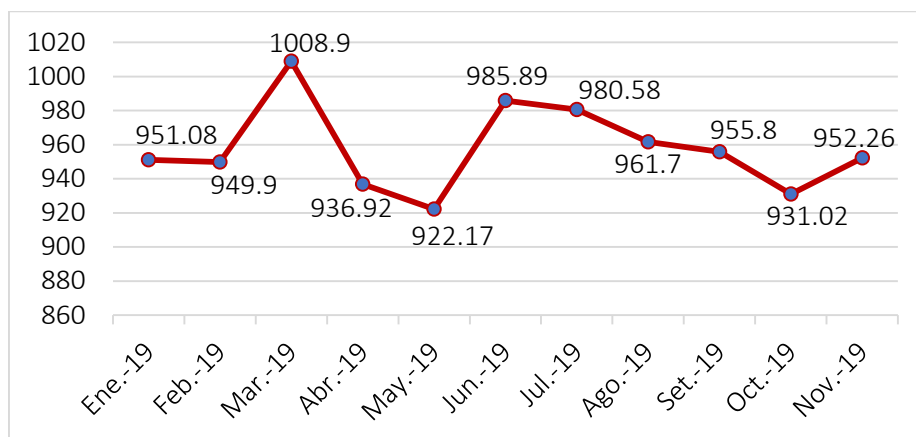


Figura 10: Gráfica de variación de Potencia eléctrica reactiva en Horas Fuera de Punta, 2019. (Fuente: Vita Pro).

En esta figura 11 se muestra la variación de consumos promedios de potencia reactiva en horas punta durante el año 2019 en la planta industrial, resultando la más alta en el mes de marzo y la mínima en el mes de mayo.

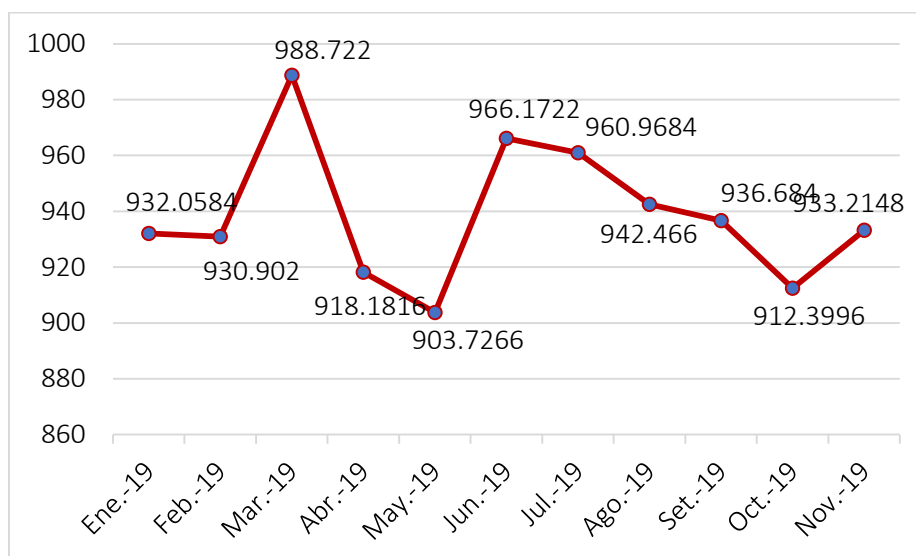


Figura 11: Gráfica de variación de Potencia eléctrica reactiva en Horas Punta, 2019. (Fuente: Vita Pro)

En esta figura 12 se muestra la variación de consumos promedios de energía eléctrica reactiva en horas fuera de punta durante el año 2019 en la planta industrial, resultando la más alta en el mes de marzo y la mínima en el mes de mayo.

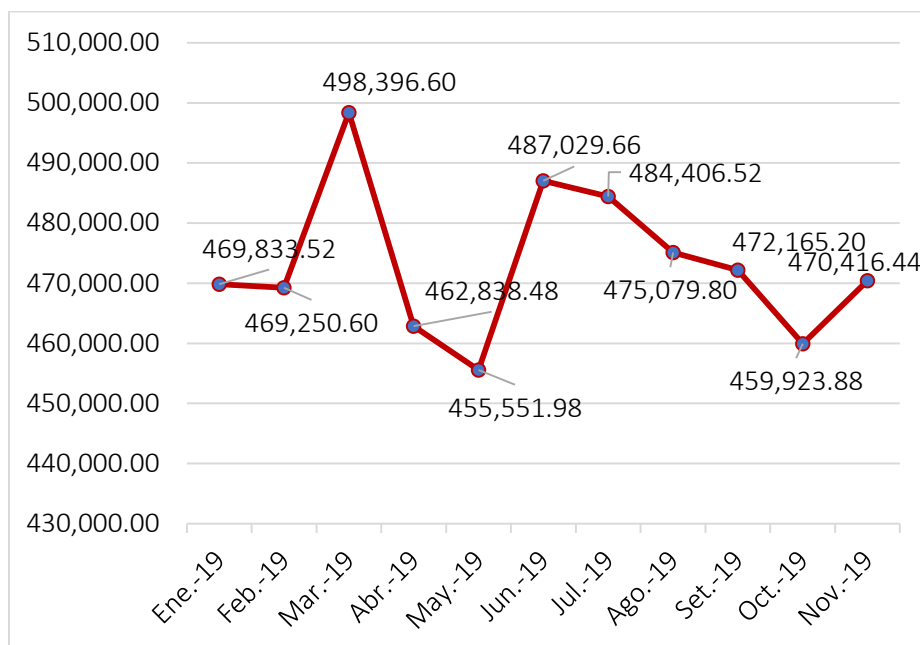


Figura 12: Gráfica de Consumo de Energía eléctrica reactiva en Horas Fuera de Punta, 2019. (Fuente: Vita Pro)

En esta figura 13 se muestra la variación de consumos promedios de energía eléctrica reactiva en horas fuera de punta durante el año 2019 en la planta industrial, resultando la más alta en el mes de marzo y la mínima en el mes de mayo.

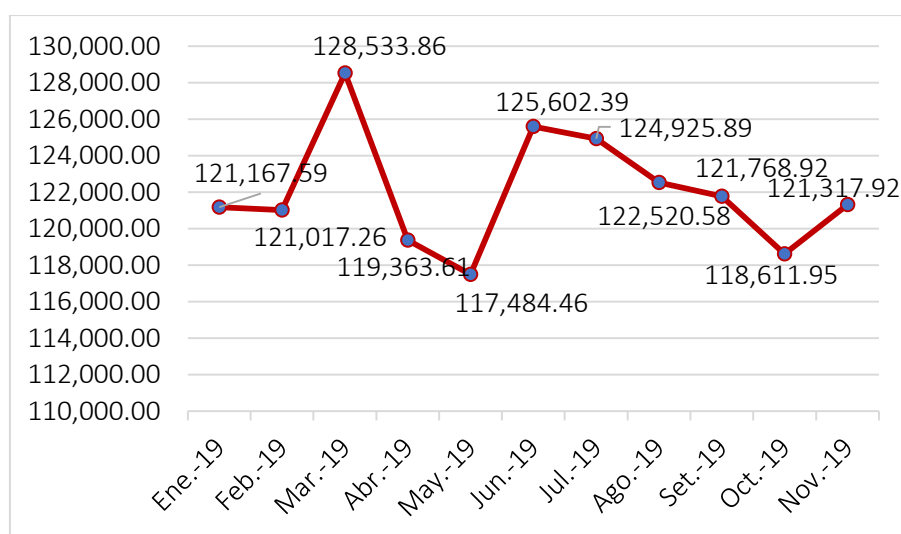


Figura 13: Gráfica de Consumo de Energía eléctrica reactiva en Horas Punta, 2019. (Fuente: Vita Pro).

Se realizó la auditoría eléctrica al sistema compuesto por los dos motores conectados en media tensión, de potencias 175 y 300 kW respectivamente, que deben ser cambiados, así como los conductores y transformador que los alimentan.

Datos de los motores de $U_n = 1500\text{ V}$:

Motor eléctrico 1 en MT:

- Potencia nominal ME1, $P_{n1} = 175\text{ kW}$
- Factor de potencia: 0.99
- Rendimiento: 0.82

Motor eléctrico 2 en MT:

- Potencia nominal del ME2, $P_{n2} = 300\text{ kW}$
- Factor de potencia: 0.99
- Rendimiento: 0.85

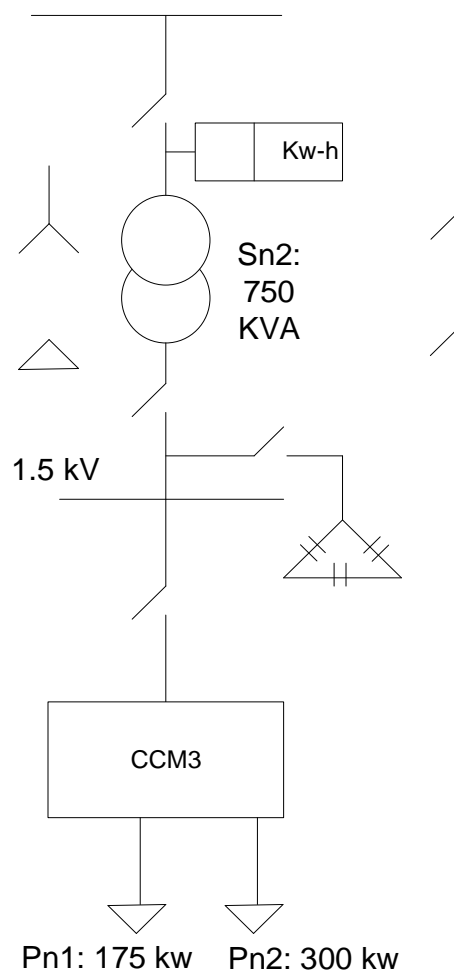


Figura 14: Subestación con motores en MT, 10/1.5 kV

4.1.4. Análisis del motor 1 de media tensión:

Motor 1: Pn1 = 175 kW

Intensidad promedio absorbida por motor: 64.26 A (dato de Planta)

Potencia absorbida por motor 1, Pabs1 (Harper, 2005):

Para $\cos\phi_1 = 0.99$

$$P_{abs-ME1} = \frac{\sqrt{3} * U_L(V) * I_L(A) * \cos\phi}{1000} \text{ (kW)} \quad (13)$$

Reemplazando:

$$P_{abs-ME1} = \frac{\sqrt{3} * 1500 \text{ V} * 64.26 * 0.99}{1000} = 165.28 \text{ (kW)}$$

Índice de carga del motor 1, α_{ME1} (Harper, 2005):

$$\alpha_{ME1} = \frac{P_{\text{útil-operación}}(kW)}{P_{\text{útil nominal}}(kW)} \quad (14)$$

Reemplazando en la ecuación anterior:

Siendo la potencia útil en operación (Harper, 2005):

$$P_{\text{útil-operación ME1}} = \eta_{ME1} * P_{abs-ME1} \quad (15)$$

$$P_{\text{útil-operación ME1}} = 0.82 * 165.28 = 135.53 \text{ kW}$$

Potencia perdida en motor 1: $165.28 - 135.53 = 29.75 \text{ kW}$

Resulta el índice de carga del motor 1:

$$\alpha_{ME1} = \frac{165.28 \text{ (kW)}}{175 \text{ (kW)}} = 0.9444 = 94.44\%$$

4.1.5 Análisis del conductor trifásico de alimentación del motor 1

Utiliza cable trifásico N2XSY 3.6/6 kV, tipo B = 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos, agrupados en triángulo, en contacto, según tabla 6.

Sección transversal del conductor: 3 x 10 mm², enterrado

BAJO LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- TEMPERATURA DEL SUELO = 20°C
- TEMPERATURA DEL AIRE = 30°C.
- RESISTIVIDAD DEL SUELO = 1k.m/W
- PROFUNDIDAD DE INSTALAC. = 700 mm

Tabla 6: propiedades eléctricas para cable en MT N2XSY. Fuente: Indeco, 2018

SECCION NOMINAL	RESISTENCIA DC a 20°C	RESISTENCIA AC		REACTANCIA INDUCTIVA		AMPACIDAD ENTERRADO (20°C)		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
mm ²	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
10	1.83	2.333	2.333	0.3257	0.1806	110	95	105	90
16	1.15	1.466	1.466	0.3092	0.168	135	125	140	120
25	0.727	0.927	0.927	0.293	0.1562	180	160	190	160
35	0.524	0.668	0.669	0.2816	0.1484	210	190	230	195
50	0.387	0.494	0.494	0.2672	0.1378	250	220	280	235
70	0.268	0.342	0.342	0.2547	0.1301	305	270	345	290
95	0.193	0.247	0.247	0.2439	0.1239	360	320	420	355
120	0.153	0.196	0.197	0.2351	0.1186	405	365	480	405
150	0.124	0.159	0.16	0.2288	0.1162	440	405	540	460
185	0.0991	0.127	0.129	0.2217	0.1125	495	455	615	525
240	0.0754	0.098	0.099	0.213	0.1085	560	525	715	620
300	0.0601	0.078	0.081	0.2067	0.107	625	590	810	710

El cable es enterrado, con una longitud total de 128 m.

- Resistencia óhmica específica (B): 2.33 Ω/kW
- Reactancia inductiva específica (B): 0.1806 Ω/km
- Longitud total: 0.128 km

El cable trabaja con un factor de potencia de $\cos\phi = 0.99$, entonces el ángulo de desfase es: $\arccos 0.99$: 8.11°.

Se tiene, $\sin 8.11 = 0.141$

4.1.6. Caída de tensión en cable trifásico de media tensión del motor 1, de 175 kW:

Se calcula mediante la siguiente ecuación (Fitzgerald, 2004):

$$\Delta I_{cable ME 1} = \sqrt{3} * I_{op}(A) * L_{cable}(km) * (R_L * \cos\varphi + X_L * \sen\varphi) (V) \quad (16)$$

$$\begin{aligned} \Delta I_{cable ME 1} &= \sqrt{3} * 64.26 A * 0.128(km) * (2.333 * 0.99 + 0.1806 * 0.141) \\ &= 33.27 (V) \end{aligned}$$

Potencia perdida en cable de media tensión (Harper, 2005):

$$P_{p-cd1}(kw) = \frac{\sqrt{3} * \Delta U_{cable ME1}(V) * I_{L1}(A) * \cos\varphi}{1000} \quad (17)$$

$$P_{p-cd1}(kw) = \frac{\sqrt{3} * 33.27 V * 64.26 * 0.99}{1000} = 3.74 kw$$

Eficiencia del cable del motor 1 (Harper, 2005):

$$\eta_{cable-ME1} = 1 - \frac{P_{p-cd1}}{P_{abs-ME1} + P_{p-cd1}} \quad (18)$$

$$\eta_{cable-ME1} = 1 - \frac{3.74}{165.28 + 3.74} = 99.39 \%$$

Temperatura de operación del cable (Helmut , 2000):

$$t_{oper.cable 1} = t_0 + (t_n - t_0) * \left(\frac{I_{oper}}{I_n}\right)^2 \quad (19)$$

Siendo t_n la temperatura máxima de trabajo del conductor = 90°C

Reemplazando en la ecuación de temperatura se tiene:

$$t_{oper.cable 1} = 30 + (90 - 30) * \left(\frac{64.26}{95}\right)^2 = 57.45 ^\circ C$$

4.1.7. Análisis del Motor 2 en Media Tensión

Motor 2: Potencia nominal $P_{n2} = 300 \text{ kW}$

Intensidad promedio absorbida por motor: 111.56 A (dato de Planta)

Potencia absorbida por motor 2, P_{abs2} (Harper, 2005):

Para $\cos\phi = 0.99$

$$P_{abs-ME1} = \frac{\sqrt{3} * U_L(V) * I_L(A) * \cos\phi}{1000} \text{ (kW)} \quad (20)$$

Reemplazando:

$$P_{abs-ME2} = \frac{\sqrt{3} * 1500 \text{ V} * 111.56 * 0.99}{1000} = 286.94 \text{ (kW)}$$

Índice de carga del motor 2, α_{ME2} (Harper, 2005):

$$\alpha_{ME1} = \frac{P_{\text{útil-operación}}(kW)}{P_{\text{útil nominal}}(kW)} \quad (21)$$

Siendo la potencia útil en operación (Harper, 2005):

$$P_{\text{útil-operación ME2}} = \eta_{ME1} * P_{abs-ME1} \quad (22)$$

$$P_{\text{útil-operación ME2}} = 0.85 * 286.94 = 243.9 \text{ kW}$$

Potencia perdida en motor 2: $286.94 - 243.9 = 43.04 \text{ kW}$

Resulta el índice de carga del motor 2:

$$\alpha_{ME1} = \frac{286.94 (kW)}{300(kW)} = 0.9564 = 95.64 \%$$

4.1.8. Análisis del conductor trifásico de alimentación del motor 2

Utiliza cable trifásico N2XSY 3.6/6 kV, tipo B = 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos, agrupados en triángulo, en contacto, según tabla 7.

Sección transversal del conductor: 3 x 16 mm², enterrado

BAJO LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- TEMPERATURA DEL SUELO = 20°C
- TEMPERATURA DEL AIRE = 30°C.
- RESISTIVIDAD DEL SUELO = 1k.m/W
- PROFUNDIDAD DE INSTALAC. = 700 mm

Tabla 7: propiedades eléctricas para cable en MT N2XSY. Fuente: Indeco, 2018

SECCION NOMINAL	RESISTENCIA DC a 20°C	RESISTENCIA AC		REACTANCIA INDUCTIVA		AMPACIDAD ENTERRADO (20°C)		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
mm ²	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
10	1.83	2.333	2.333	0.3257	0.1806	110	95	105	90
16	1.15	1.466	1.466	0.3092	0.168	135	125	140	120
25	0.727	0.927	0.927	0.293	0.1562	180	160	190	160
35	0.524	0.668	0.669	0.2816	0.1484	210	190	230	195
50	0.387	0.494	0.494	0.2672	0.1378	250	220	280	235
70	0.268	0.342	0.342	0.2547	0.1301	305	270	345	290
95	0.193	0.247	0.247	0.2439	0.1239	360	320	420	355
120	0.153	0.196	0.197	0.2351	0.1186	405	365	480	405
150	0.124	0.159	0.16	0.2288	0.1162	440	405	540	460
185	0.0991	0.127	0.129	0.2217	0.1125	495	455	615	525
240	0.0754	0.098	0.099	0.213	0.1085	560	525	715	620
300	0.0601	0.078	0.081	0.2067	0.107	625	590	810	710

El cable es enterrado, con una longitud total de 133 m.

- Resistencia óhmica específica (B): 1.466 Ω/kW
- Reactancia inductiva específica (B): 0.168 Ω/km
- Longitud total: 0.138 km

El cable trabaja con un factor de potencia de $\cos\phi = 0.99$, entonces el ángulo de desfase es: $\arccos 0.99: 8.11^\circ$.

Se tiene, $\sin 8.11 = 0.141$

4.1.9. Caída de tensión en cable trifásico de media tensión del motor 2, de 300 kW:

Se emplea la siguiente ecuación (Fitzgerald, 2004):

$$\Delta I_{cable ME 1} = \sqrt{3} * I_{op}(A) * L_{cable}(km) * (R_L * \cos\varphi + X_L * \sen\varphi) (V) \quad (23)$$

$$\begin{aligned} \Delta I_{cable ME 2} &= \sqrt{3} * 111.56 A * 0.133(km) * (1.466 * 0.99 + 0.168 * 0.141) \\ &= 37.91 (V) \end{aligned}$$

Potencia perdida en cable de media tensión (Harper, 2005):

$$P_{p-cd2}(kW) = \frac{\sqrt{3} * \Delta U_{cable ME1}(V) * I_{L1}(A) * \cos\varphi}{1000} \quad (24)$$

$$P_{p-cd2}(kW) = \frac{\sqrt{3} * 37.91 V * 111.56 * 0.99}{1000} = 7.25 kW$$

Eficiencia del cable del motor 2:

$$\eta_{cable-ME2} = 1 - \frac{P_{p-cd1}}{P_{abs-ME1} + P_{p-cd1}} \quad (25)$$

$$\eta_{cable-ME2} = 1 - \frac{7.25}{286.94 + 7.25} = 97.53 \%$$

Temperatura de operación del cable (Helmut , 2000):

$$t_{oper.cable 1} = t_0 + (t_n - t_0) * \left(\frac{I_{oper}}{I_n} \right)^2 \quad (26)$$

Siendo t_n la temperatura máxima de trabajo del conductor = 90°C

Reemplazando en la ecuación de temperatura se tiene:

$$t_{oper.cable 1} = 30 + (90 - 30) * \left(\frac{111.56}{125} \right)^2 = 77.80 ^\circ C$$

Análisis del transformador trifásico

Tabla 8: Parámetros de operación actual en Transformador 1000 kVA. Elaboración propia

Carga actual en Transformador trifásico 1000 KVA, 10/0.46 KV									
Potencia nominal del transformador	Intensidad en Transformador		Factor de potencia	Angulo de desfase	Tensión en secundario	Potencias en bornes del transformador			Carga del Transformador
	Nominal	En Operación				Activa	Reactiva	Aparente	
KVA	A	A	-	°	V	kw	Kvar	KVA	%
1000	1,255.15	1122	0.99	8.11	465	894.60	152.12	907.44	90.74%
1000	1,255.15	1131	0.99	8.11	464	899.84	153.01	912.75	91.28%
1000	1,255.15	1145	0.99	8.11	468	918.83	156.24	932.02	93.20%
1000	1,255.15	1156	0.99	8.11	465	921.71	156.73	934.94	93.49%
1000	1,255.15	1147	0.99	8.11	466	916.50	155.84	929.66	92.97%
1000	1,255.15	1143	0.99	8.11	462	905.46	153.97	918.46	91.85%
1000	1,255.15	1152	0.99	8.11	468	924.45	157.20	937.72	93.77%
1000	1,255.15	1153	0.99	8.11	467	923.27	157.00	936.52	93.65%
1000	1,255.15	1150	0.99	8.11	466	918.90	156.25	932.09	93.21%
1000	1,255.15	1148	0.99	8.11	465	915.33	155.65	928.47	92.85%
1000	1,255.15	1164	0.99	8.11	463	924.10	157.14	937.36	93.74%
1000	1,255.15	1167	0.99	8.11	464	928.48	157.88	941.81	94.18%
1000	1,255.15	1164	0.99	8.11	467	932.08	158.49	945.46	94.55%
1000	1,255.15	1158	0.99	8.11	464	921.32	156.66	934.54	93.45%
1000	1,255.15	1159	0.99	8.11	463	920.13	156.46	933.33	93.33%
1000	1,255.15	1163	0.99	8.11	464	925.30	157.34	938.58	93.86%
1000	1,255.15	1,151.38	0.99	8.11	465.06	918.14	156.12	931.32	93.13%

Índice de carga promedio del transformador de 1000 kVA (Chapman, 2012):

$$\alpha_{Tr-1000 \text{ KVA}} = \frac{I_{2-oper}}{I_{2n}} = \frac{1151.38}{1255.15} = 0.92 \quad (27)$$

Eficiencia actual del transformador de 1000 KVA (Chapman, 2012):

$$\eta_{Tr-1000 \text{ KVA}} = \frac{S_n(\text{KVA}) * \cos\phi_2(-) * \alpha_{Tr-1000 \text{ KVA}}(-)}{S_n(\text{KVA}) * \cos\phi_2(-) * \alpha_{Tr}(-) + P_{Fe}(\text{kw}) + \alpha_{Tr}^2 * P_{n-Cu}} \quad (28)$$

En la cual:

Pérdida de potencia en el Hierro: $P_{p-Fe} = 2000 \text{ W}$,

Pérdida de potencia nominal en el cobre: $P_{pnCu} = 8800 \text{ W}$

$$\eta_{Tr-1000 \text{ KVA}} = \frac{1000 * 0.99 * 0.92}{1000 * 0.99 * 0.92 + 2 + 0.92^2 * 8.8} = 98.97 \%$$

Potencia activa absorbida: $918.14/0.9897 = 927.69 \text{ kW}$

Potencia perdida en transformador: $927.69 - 918.14 = 9.55 \text{ kW}$

Tabla 9: Parámetros de operación actual en Transformador 750 kVA. Elaboración propia

Carga actual en Transformador trifásico 750 KVA, 10/1.5 KV									
Potencia nominal del transformador	Intensidad en Transformador		Factor de potencia	Angulo de desfase	Tensión en secundario	Potencias en bornes del transformador			Carga del Transformador
	Nominal	En Operación				Activa P	Reactiva Q	Aparente S	
KVA	A	A	-	°	V	kw	Kvar	KVA	%
750	288.68	245	0.99	8.11	1552	651.99	110.87	661.35	88.18%
750	288.68	247	0.99	8.11	1553	657.74	111.84	667.18	88.96%
750	288.68	249	0.99	8.11	1155	493.13	83.85	500.21	66.69%
750	288.68	246	0.99	8.11	1155	487.19	82.84	494.19	65.89%
750	288.68	248	0.99	8.11	1157	492.00	83.66	499.07	66.54%
750	288.68	246	0.99	8.11	1556	656.34	111.61	665.76	88.77%
750	288.68	248	0.99	8.11	1558	662.52	112.66	672.04	89.60%
750	288.68	251	0.99	8.11	1550	667.10	113.44	676.67	90.22%
750	288.68	253	0.99	8.11	1563	678.05	115.30	687.78	91.70%
750	288.68	255	0.99	8.11	1564	683.85	116.28	693.66	92.49%
750	288.68	254	0.99	8.11	1563	680.73	115.75	690.50	92.07%
750	288.68	249	0.99	8.11	1558	665.20	113.11	674.74	89.97%
750	288.68	257	0.99	8.11	1561	687.89	116.97	697.76	93.04%
750	288.68	254	0.99	8.11	1564	681.17	115.83	690.94	92.13%
750	288.68	254	0.99	8.11	1563	680.73	115.75	690.50	92.07%
750	288.68	253	0.99	8.11	1564	678.49	115.37	688.22	91.76%
750	288.68	250.56	0.99	8.11	1,483.50	637.76	108.45	646.91	86.25%

Índice de carga promedio del transformador (Chapman, 2012):

$$\alpha_{Tr-750 \text{ KVA}} = \frac{I_{2-oper}}{I_{2n}} = \frac{250.56}{288.68} = 0.87 \quad (29)$$

Eficiencia actual del transformador de 750 KVA (Chapman , 2005):

$$\eta_{Tr-750 \text{ KVA}} = \frac{S_n(\text{KVA}) * \cos\varphi_2(-) * \alpha_{Tr-1000 \text{ KVA}}(-)}{S_n(\text{KVA}) * \cos\varphi_2(-) * \alpha_{Tr}(-) + P_{Fe}(\text{kw}) + \alpha_{Tr}^2 * P_{n-Cu}} \quad (30)$$

En la cual:

Pérdida de potencia en el Hierro: $P_{p-Fe} = 1750 \text{ W}$,

Pérdida de potencia nominal en el cobre: $P_{pnCu} = 8300 \text{ W}$

$$\eta_{Tr-750 \text{ KVA}} = \frac{750 * 0.99 * 0.87}{750 * 0.99 * 0.87 + 1.75 + 0.87^2 * 8.3} = 98.77\%$$

Potencia activa absorbida: $637.76 / 0.9877 = 645.70 \text{ kW}$

Potencia perdida en transformador: $645.7 - 637.76 = 7.94 \text{ kW}$

Tabla 10: Parámetros de operación actual en transformador de 50 kVA. Elaboración propia

Carga actual en Transformador trifásico 50 KVA, 10/0.22 KV									
Potencia nominal del transformador	Intensidad en Transformador		Factor de potencia	Angulo de desfase	Tensión en secundario	Potencias en bornes del transformador			Carga del Transformador
	Nominal	En Operación				Activa P	Reactiva Q	Aparente S	
KVA	A	A	-	°	V	kw	Kvar	KVA	%
50	131.22	87	0.99	8.11	228	34.01	5.78	34.50	69.00%
50	131.22	91	0.99	8.11	227	35.42	6.02	35.93	71.86%
50	131.22	88	0.99	8.11	226.5	34.18	5.81	34.67	69.34%
50	131.22	92	0.99	8.11	227	35.81	6.09	36.32	72.65%
50	131.22	88.5	0.99	8.11	225	34.14	5.81	34.63	69.27%
50	131.22	86.5	0.99	8.11	224	33.22	5.65	33.70	67.40%
50	131.22	85.7	0.99	8.11	229	33.65	5.72	34.13	68.27%
50	131.22	85.6	0.99	8.11	228	33.47	5.69	33.95	67.89%
50	131.22	86.7	0.99	8.11	227	33.75	5.74	34.23	68.46%
50	131.22	84.6	0.99	8.11	225.5	32.71	5.56	33.18	66.36%
50	131.22	87.5	0.99	8.11	226.6	34.00	5.78	34.49	68.97%
50	131.22	87.35	0.99	8.11	224.7	33.65	5.72	34.14	68.28%
50	131.22	88.5	0.99	8.11	229	34.75	5.91	35.25	70.50%
50	131.22	84.5	0.99	8.11	228	33.04	5.62	33.51	67.02%
50	131.22	86.2	0.99	8.11	225.5	33.33	5.67	33.81	67.62%
50	131.22	88	0.99	8.11	226	34.10	5.80	34.59	69.18%
50	131.22	87.35	0.99	8.11	226.68	33.95	5.77	34.44	68.88%

Índice de carga promedio del transformador (Chapman , 2005):

$$\alpha_{Tr-50 \text{ KVA}} = \frac{I_{2-oper}}{I_{2n}} = \frac{87.35}{131.22} = 0.66 \quad (31)$$

Eficiencia actual del transformador de 50 KVA (Chapman , 2005):

$$\eta_{Tr-50 \text{ KVA}} = \frac{S_n(\text{KVA}) * \cos\phi_2(-) * \alpha_{Tr-1000 \text{ KVA}}(-)}{S_n(\text{KVA}) * \cos\phi_2(-) * \alpha_{Tr}(-) + P_{Fe}(\text{kw}) + \alpha_{Tr}^2 * P_{n-Cu}} \quad (32)$$

En la cual:

Pérdida de potencia en el Hierro: $P_{p-Fe} = 910 \text{ W}$,

Pérdida de potencia nominal en el cobre: $P_{pnCu} = 3500 \text{ W}$

$$\eta_{Tr-50 \text{ KVA}} = \frac{50 * 0.99 * 0.66}{50 * 0.99 * 0.66 + 0.91 + 0.66^2 * 3.5} = 93.06 \%$$

Potencia activa absorbida: $33.95/0.9306 = 36.48 \text{ kW}$

Potencia perdida en transformador: $36.48 - 33.95 = 2.53 \text{ kW}$

4.2. Rediseño de subestación eléctrica

4.2.1. Propuesta de rediseño de subestación eléctrica

En la figura 13 se presenta la subestación propuesta, con dos transformadores en paralelo, uno de 2000 kVA y el segundo, de 50 kVA, con un sistema de corrección del factor de potencia automático, con un sistema de protección contra corto circuito en Baja tensión y en alta tensión, además de los pozos de puesta a tierra. El transformador de 2000 kVA entregará 460 V, en triángulo, el segundo de 50 kVA entregará en sus bornes, 380 V, con neutro, para alimentar a cargas monofásicas en 220 V, con neutro, a diferencia de la disposición actual, de 220 V, sin neutro. Con esta variante se elimina la reducción de 460 a 220 V.

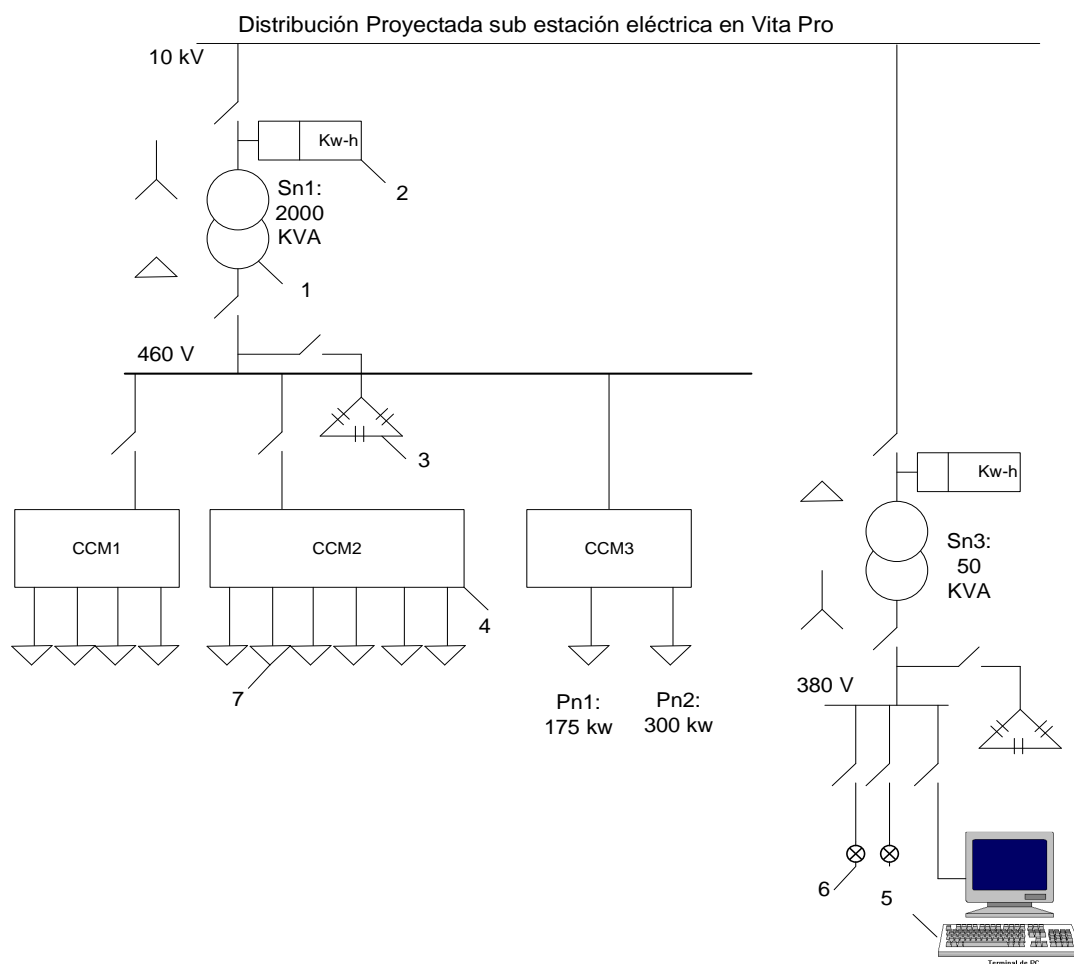


Figura 15: Distribución proyectada de transformadores en sub estación de transformación Vita Pro, sin motores en MT Elaboración propia

1: transformador principal, 2: medidores de energía eléctrica, 3: banco de condensadores automático, 4: cargas trifásicas, 5: cargas monofásicas en PC, 6: cargas de luminarias monofásicas.

4.2.2. Dimensionamiento y selección de transformadores nuevos

Para atender la nueva demanda eléctrica por implementación de un proceso productivo auxiliar, que demanda 200 kVA y para modernizar la subestación de transformación, se reemplazan los tres transformadores actuales por dos: uno de 2000 kVA y el segundo, de 50 kVA, para el servicio de iluminación interna, motores monofásicos y computadoras industriales y de oficina.

a) Transformador trifásico principal

- Potencia aparente nominal: 2000 kVA
- Tensión de ingreso: 10 kV
- Tensión de salida: 460 V
- Frecuencia: 60 Hz
- Tipo: seco, encapsulado
- Pérdidas en el Hierro: 3650 W
- Pérdida nominal en el cobre: 16500 W
- Tensión relativa de corto circuito: 6.5%
- Intensidad porcentual en vacío: 0.6%
- Ruido: 78 dB
- Peso: 4610 kg
- Relación de transformación de tensión: 49.78
- Conexión: 9Yd

PARTES DEL TRANSFORMADOR	
1	Bornes de puesta a tierra.
2	Aisladores de media tensión.
3	Regulación de media tensión.
4	Devanado de media tensión.
5	Devanado de baja tensión.
6	Tapones de apretado.
7	Barras de salida baja tensión.
8	Núcleo magnético.
9	Orejas de izaje.
10	Caja de centralización sondas.
11	Placa de características.
12	Termosondas control de temperatura.
13	Barras de fijación del núcleo.
14	Argollas de traslado longitudinal.
15	Ruedas orientables ortogonalmente.

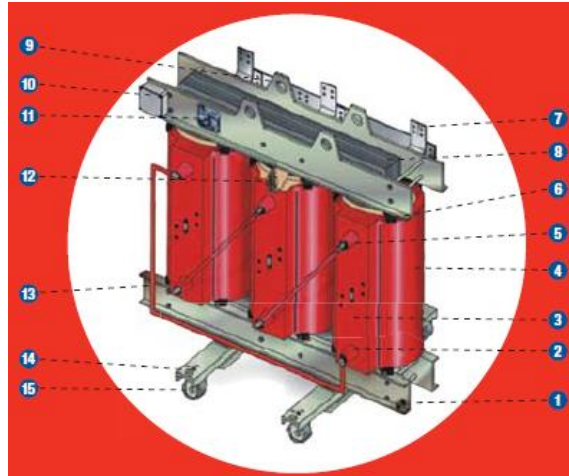


Figura 16: Transformador trifásico seco, encapsulado 2000 KVA. Fuente: Promelsa, 2019

4.2.2.1. Rendimiento en operación del transformador nuevo

El transformador asumirá las siguientes cargas:

- Del transformador 1, de 1000 kVA: 918.14 kW
- Del transformador 2, de 750 kVA: 637.76 kW
- Del transformador 3, de 50 kVA: 0 (será reemplazado por un transformador independiente)

Potencia total a asumir en bornes del transformador nuevo:

$$918.14 + 637.76 = 1555.9 \text{ kW}$$

Factor de potencia de la instalación: 0.99, será el mismo que el actual

Potencia aparente en bornes del nuevo transformador (Harper, 2005):

$$S_{2\text{-oper}} = \frac{P_{2\text{-Tr}}}{\cos\phi_2} = \frac{1555.9}{0.99} = 1571.62 \text{ kW} \quad (33)$$

Carga del transformador nuevo:

$$\alpha_{\text{Transf nuevo}} = \frac{S_{2\text{-oper}}}{S_{2n}} = \frac{1571.62}{2000} = 0.785 \quad (34)$$

Con este valor y el factor de potencia conocido de la instalación se determina el rendimiento del transformador nuevo, de 2000 KVA (Chapman, 2005):

$$\eta_{Tr}(\%) = \frac{S_n(KVA) * \alpha_{\text{Transf nuevo}} * \cos\phi_2}{S_n(KVA) * \alpha_{\text{Transf nuevo}} * \cos\phi_2 + P_{Fe} + \alpha^2 * P_{nCu}} * 100 \quad (35)$$

$$\eta_{Tr}(\%) = \frac{2000(KVA) * 0.785 * 0.99}{2000(KVA) * 0.785 * 0.99 + 3.65 + 0.785^2 * 16.5} * 100 = 99.11\%$$

Se observa que el transformador nuevo tiene un alto rendimiento, muy superior a los rendimientos de los tres transformadores antiguos.

Potencia activa absorbida por transformador nuevo (Harper, 2005):

$$P_{\text{abs-Trans nuevo}} = \frac{P_2}{\eta_{\text{Tr}}} = \frac{1571.62}{0.9911} = 1585.72 \text{ kW} \quad (36)$$

Potencia activa perdida en transformador nuevo:

$$P_{\text{p-tr}} = 1585.72 - 1571.62 = 14.10 \text{ kW}$$

4.2.3. Dimensionamiento y selección de cables de alimentación

4.2.3.1 Cables en MT (10 kV)

Se realiza el dimensionamiento en media tensión, MT, con las siguientes consideraciones: cálculo por ampacidad, verificación a la caída de tensión y verificación al corto circuito.

a) Cálculo por ampacidad

Se determina la intensidad nominal en MT del transformador y seleccionar el cable que asuma la intensidad correspondiente, con buen factor de servicio.

Cálculo de intensidad de corriente en MT (Martín, 1987):

$$I_{1n}(\text{A}) = \frac{S_n(\text{KVA})}{\sqrt{3} * U_{1n}(\text{V})} = \frac{2'000,000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 10,000 \text{ V}} = 115.47 \text{ A} \quad (37)$$

Esta intensidad, de acuerdo a normas se debe afectar por los factores f_1 , f_2 y f_3 , correspondientes a profundidad, temperatura y conductividad del terreno: 0.91, 0.94 y 0.96 respectivamente, resultando la intensidad de diseño, I_d (Martín, 1987):

$$I_d = \frac{I_{1n}(\text{A})}{f_1 * f_2 * f_3} = \frac{115.47 \text{ A}}{0.91 * 0.94 * 0.96} = 140.61 \text{ A} \quad (38)$$

Se elige un cable según la tabla adjunta, para cable N2XSYP 8.7/15 kV de Indeco, para la condición de cable enterrado, tipo A.

Tabla 11: Datos Técnicos N2XSY 8.7/15 kV. Fuente: Indeco, 2019

PARAMETROS ELECTRICOS

SECCION NOMINAL	RESISTENCIA DC a 20°C	RESISTENCIA AC		REACTANCIA INDUCTIVA		AMPACIDAD ENTERRADO (20°C)		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
mm²	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
25	0.727	0.927	0.927	0.2964	0.1713	180	160	195	165
35	0.524	0.668	0.669	0.2849	0.1627	215	190	235	200
50	0.387	0.494	0.494	0.2704	0.1513	250	225	280	240
70	0.268	0.342	0.342	0.2579	0.1426	305	275	350	295
95	0.193	0.247	0.247	0.2474	0.1365	360	325	420	360
120	0.153	0.196	0.196	0.2385	0.1305	405	370	485	410
150	0.124	0.159	0.160	0.2319	0.1264	445	410	540	465
185	0.0991	0.127	0.128	0.2250	0.1230	495	460	615	530
240	0.0754	0.098	0.099	0.2160	0.1177	570	535	720	625
300	0.0601	0.078	0.08	0.2091	0.1139	630	600	815	715
500	0.0366	0.050	0.053	0.1957	0.1081	750	745	1010	925

(A): 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos paralelos y separados 7 cm.

(B): 3 cables unipolares, formación tripolar, tendidos, en triángulo, en contacto.

Bajo las siguientes condiciones: Temperatura del suelo = 20°C, Temperatura del aire = 30°C, Resistividad del suelo = 1k.m/W, Profundidad de instalación = 700 mm, Longitud del cable: 235 m = 0.235 km (dato de Planta)

Sería el cable con sección nominal de $S_n = 25 \text{ mm}^2$, con $I_n = 180 \text{ A} > 140.61 \text{ A}$

b) Verificación del cable a la caída de tensión

La ecuación a utilizar es (Donald, 2003):

$$\Delta U_{MT}(V) = \sqrt{3} * I_d(A) * L_L(km) \left(r_L \left(\frac{\Omega}{km} \right) * \cos\varphi + x_L \left(\frac{\Omega}{km} \right) * \sin\varphi \right) \quad (39)$$

De tabla del conductor:

Resistencia óhmica unitaria del cable, $r_L = 0.927 \Omega/km$,

Reactancia inductiva unitaria del cable, $x_L = 0.2964 \Omega/km$

Siendo la impedancia unitaria del conductor, z_L (Donald, 2003):

$$z_L = \sqrt{r_L^2 + x_L^2} = \sqrt{0.927^2 + 0.2964^2} = 0.973 \Omega \quad (40)$$

Siendo el factor de potencia del cable:

$$\cos\varphi_{cable MT} = \frac{r_L}{z_L} = \frac{0.927}{0.973} = 0.953 \quad (41)$$

Resulta el ángulo de desfase del cable: $\varphi = \arccos 0.953 = 17.64^\circ$ y el $\text{sen}\varphi = 0.303$
 Resulta la caída máxima de voltaje en el conductor de media tensión:

$$\Delta U_{MT}(V) = \sqrt{3} * 140.61(A) * 0.235(km) \left(0.927 \left(\frac{\Omega}{km} \right) * 0.953 + 0.2964 \left(\frac{\Omega}{km} \right) * 0.303 \right) \\ = 55.70 V$$

Caída de tensión porcentual: $(55.70/10,000) * 100 = 0.56 \% < (1.5...3.5) \%$

Es una caída de tensión baja, por lo tanto, el cable verifica a la caída de tensión.

c) Verificación al cortocircuito

Se determina la sección necesaria del conductor para soportar el fenómeno de cortocircuito, si es menor a la sección de tablas elegida, entonces es correcta la selección del cable en MT. Para el cable elegido, de cobre (Zavaleta, 1999):

$$I_{cc}(A) = 13 * S * \sqrt{\frac{\Delta \varepsilon}{t}} \quad (42)$$

Donde: I_{cc} : Corriente de corto circuito, A, S: Sección del conductor, mm^2 , T: Duración del cortocircuito, $s = 20 \text{ ms} = 0.02 \text{ s}$ (es el tiempo de respuesta del interruptor automático), $\Delta \varepsilon$: Elevación de temperatura en $^\circ\text{C} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ para cobre.

El valor de la intensidad de cortocircuito en MT se calcula en base a la tensión en MT y al valor de la potencia de corto circuito, dado por la empresa suministradora de energía eléctrica, PCC. Se tiene, intensidad de corto circuito en MT: $U_{1n} = 10,000 \text{ V}$, $P_{cc} = 150,000 \text{ kVA}$

$$I_{1cc} = \frac{P_{cc}(w)}{\sqrt{3} * U_{1n}(V)} = \frac{150'000,000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 10,000 \text{ V}} = 8,660 \text{ A} = 8.66 \text{ kA} \quad (43)$$

Sección necesaria para cortocircuito del conductor:

$$S_{cc}(\text{mm}^2) = \frac{I_{cc}}{13 * \sqrt{\frac{\Delta \varepsilon}{t}}} = \frac{8860 \text{ A}}{13 * \sqrt{\frac{150}{0.02}}} = 7.87 \quad (44)$$

Se tiene como resultado: $S_{cc} = 7.87 \ll S_{n\text{-cutor}} = 25 \text{ mm}^2$

Entonces, el cable supera la prueba de cortocircuito

4.2.3.2. Cálculo de los Fusibles de Media tensión:

Para el Seccionador de Potencia (Caseta de Seccionamiento y medición):

Para Punto de Entrega (Zavaleta, 1999): $I_f \geq 1.5 I_d = 1.5 \times 140.61 = 210.915 \text{ A}$

Conclusión: Se seleccionan los siguientes fusibles:

Para la transformación: 250 A.

Para Cabina de seccionamiento: 300 A. Fusible Tubular

Para punto de entrega: 350 A, tipo K.

4.2.3.3. Dimensionamiento de conductores en B.T.

Tabla 12: Conductividad eléctrica para materiales electrotécnicos. Fuente: Indeco, 2018. Elaboración propia

Conductividad eléctrica γ (m/(Ω *mm ²)) de materiales eléctricos			
Material	γ	γ	γ
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Conductividad eléctrica del material del cable de cobre:

$$\gamma = 47.5 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} \quad (45)$$

a) Por capacidad de corriente:

Para tres ternas de cables (Harper, 2005):

$$I_{2n}(A) = \frac{P(VA)}{3 * \sqrt{3} * U(V)} = \frac{2'000,000 VA}{\sqrt{3} * 460 V} = 836.67 A \quad (46)$$

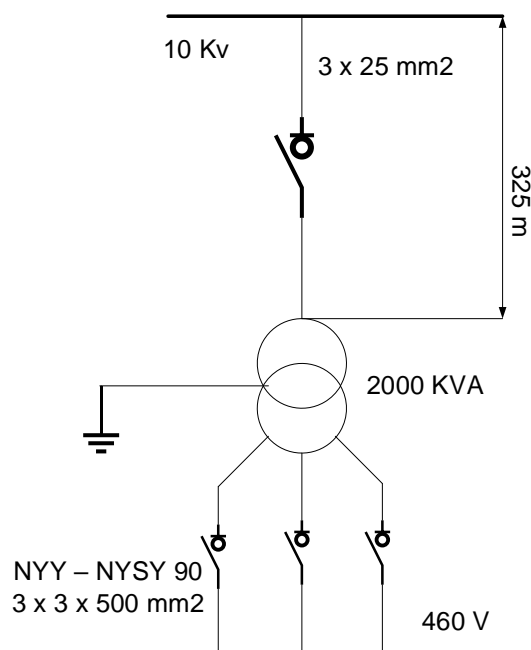


Figura 17: Cables en tres ternas para BT, 460 V. elaboración propia

En la siguiente tabla 13, se muestra la capacidad de corriente de los conductores trifásicos de cobre, según su escala métrica.

Tabla 13: Características de cables trifásicos. Fuente: Indeco, 2018

CALIBRE		CAPACIDAD DE CORRIENTE EN AMPERIOS CONDUCTORES TRIFASICOS DE COBRE								
		Temperatura ambiente: 30°C aire libre y 25°C enterrado TW, THW Y NNY Unipolar - 3 conductores por tubo								
Escala Métrica	Escala Americana	TW Tensión 660V, Temp. Max. 60°C		THW Tensión 750V, Temp. Max. 75°C		NYY - NYSY Tensión 0,6/1KV Temp. Max. 80°C			NYY - NYSY Tensión 0,6/1KV Temp. Max. 90°C	
mm²	AWG/MCM	Tubo	Aire	Tubo	Aire	Tubo	Aire	Enterrado	Aire	Enterrado
304	600	355	575	420	690					
380	750	400	655	490	780					
400		430	695	490	825	665	860	715	969	827
500		490	790	580	950	750	975	800	1127	936
506,70	1000	590	790	580	950					

Utilizando la tabla anterior, se elige, para cada terna de cables en BT, el cable con $s_n = 500 \text{ mm}^2$, $I_n = 1127 \text{ A}$ (instalación aérea)

b) verificación de terna de cable por Caída de Tensión (Harper, 2005):

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times I \times L \cos \phi}{\gamma \times S} \quad (47)$$

Dónde: ΔV : Caída de Tensión (%), I : Intensidad (A), L : Longitud del conductor = 10 m, S : Sección del conductor (mm^2), $\cos \phi$: Factor de Potencia

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 836.67 \text{ A} \times 12 \text{ m} \times 0.99}{47.5 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \times 500 \text{ mm}^2} = 0.724 \text{ V}$$

Caída porcentual de tensión en cable de BT, desde bornes de transformador a barras de 460 V: $(0.72/460) \times 100 = 0.16 \% \ll (1.5 \dots 3.5)\%$

Temperatura del cable en operación (Chapman, 2005):

$$T = T_0 + (T_{\text{máx}} - T_0) * \left(\frac{I_{\text{oper.}}}{I_{\text{Máx}}} \right)^2 \quad (48)$$

T : temperatura real estimada en el conductor, °C, $T_{\text{máx}}$: temperatura máxima admisible para el conductor según su tipo de aislamiento, °C, T_0 : temperatura ambiente del conductor, °C, I : intensidad prevista para el conductor, A, $I_{\text{máx}}$: intensidad máxima admisible para el conductor según tipo de instalación, A

$$T = 30 + (90 - 30) * \left(\frac{836.67}{1127} \right)^2 = 63.07^\circ\text{C}$$

4.2.3.4. Cálculo de barras y alimentadores Sub Estación.

Primero hay que saber la capacidad de la barra de acuerdo a la norma que se maneje, en UL, es 1000A/pulg².

La intensidad será (Harper, 2005):

$$I_n = \frac{P(\text{kVA})}{\sqrt{3} \times U(\text{kV})} = 2510 \text{ (A)} \quad (49)$$

$$S_n = \frac{I(\text{A})}{1000 \frac{\text{A}}{\text{pulg}^2}} (\text{pulg}^2) = \frac{2510 \text{ A}}{1000 \frac{\text{A}}{\text{pulg}^2}} = 2.51 \text{ pulg}^2 \quad (50)$$

$$\rightarrow d_{\text{barra-MT}} = \sqrt{\frac{4S}{\pi}} (\text{cm}) = \sqrt{\frac{4 * 2.51}{\pi}} = 1.80 \text{ pul} = 45.72 \text{ mm} \quad (51)$$

4.2.4. Cálculos mecánicos de la Subestación de transformación

Se analiza los esfuerzos electrodinámicos a que están exigidas las barras y aisladores de las Celdas de Media Tensión, 10 KV.

Información preliminar: Potencia instalada: 2000 KVA, Potencia de cortocircuito máxima: 150 MVA, Corriente de cortocircuito, I_{cc}: 8.66 kA

4.2.4.1. Determinación de los efectos electrodinámicos.

Los efectos electrodinámicos están determinados por la corriente de choque de cortocircuito, siendo:

Corriente cortocircuito de choque (Salas, 2011):

$$I_{\text{ch}}(\text{kA}) = \sqrt{2} * 1.8 * I_{\text{cc}} = \sqrt{2} * 1.8 * 8.66 = 22.044 \text{ kA} \quad (52)$$

Efectos electrodinámicos:

Dimensiones de barras de cobre para los circuitos de Media Tensión:

Se toman 5 x 40 mm de sección

Distancia entre soportes de aisladores es de 1.00 m

Se utilizará la ecuación (Salas, 2011):

$$F(\text{kg}) = 2.04 * I_{\text{ch}}^2 * \frac{L}{d} \quad (53)$$

Siendo: F: Fuerza en Kg sobre las barras, I_{ch}: Corriente de choque, KA, L: Longitud entre apoyos, m, D: separación entre barras, cm

$$F(\text{kg}) = 2.04 * I_{ch}^2 * \frac{L}{D} = 2.04 * 22.044^2 * \frac{1}{10} = 99.131 \text{ kg} - f$$

4.2.4.2. Determinación de la flexión de trabajo (FT):

a).- **Momento flector máximo (M)** (Salas, 2011):

$$M_{f-m\acute{a}x}(\text{kgf} - m) = \frac{F * L}{8} = \frac{99.131 \text{ kgf} * 1m}{8} = 12.40 \text{ kgf} - m \quad (54)$$

b).- **Módulo de resistencia en la barra plana (Wr)** (Salas, 2011):

$$W_r(\text{cm}^3) = \frac{h * b^2}{6} = \frac{0.5 * 4^2}{6} = 1.34 \quad (55)$$

Siendo: h barra: Altura de la barra, cm, b: Base de la barra, cm

c). - **Esfuerzo de flexión de trabajo (Eft)** (Salas, 2011):

$$\sigma_f = \frac{M_f}{W_r} = \frac{1240 \text{ kgf} - \text{cm}}{1.34 \text{ cm}^3} = 925.37 \frac{\text{kgf}}{\text{cm}^2} < 1200 \frac{\text{kgf}}{\text{cm}^2} \quad (56)$$

Mf: Momento flector, kg-cm, Wr: modulo de Resistencia de la barra, La resistencia admisible a la flexión del Cobre es 1200 Kg/cm²

4.2.4.3. Cálculo de resonancia

Si la frecuencia natural (fn) y la frecuencia en las barras se encuentran muy cerca del +/- 10% de la frecuencia de la red eléctrica o de un múltiplo natural de ella, se produce el fenómeno de resonancia, por lo que es necesario que la frecuencia natural debe estar fuera de los intervalos 54 < fn < 66, 108 < fn < 132 Hz (Cortez, 2018)

Se utilizará la ecuación (Valladares, 2004):

$$F_n(\text{Hz}) = 112 * \frac{\sqrt{\frac{E * J}{G}}}{L^2} \quad (57)$$

Siendo: L: Longitud de la barra entre apoyos, cm, E: Módulo de elasticidad = 1.25 * (10)⁶ Kg/cm², J: Momento de inercia, (cm⁴),

J: h x (b)³/12 (cm⁴) = 0.5 x (4)³/12 = 2.66 (cm⁴),

G: Peso unitario de la barra = 0.0223 Kg/cm, Fn: frecuencia natural de oscilación de la barra, Hz

$$F_n(\text{Hz}) = 112 * \frac{\sqrt{\frac{1.25 * 10^6 * 2.66}{0.0223}}}{100^2} = 136.75 \text{ Hz}$$

Se encuentra fuera del rango de resonancia, 54 < fn < 66, 108 < fn < 132 Hz, está bien dimensionada la barra.

4.2.4.4. Cálculo por elevación de temperatura.

La elevación de temperatura está dada por (Valladares, 2004):

$$\Delta T = K * (I_{cc})^2 * \frac{(t + \Delta t)}{(A)^2} \quad (58)$$

Donde: K: Constante del cobre = 0.0058, A: sección de la barra = 200 mm², I_{cc}: Corriente de cortocircuito = 8660 A, T: Tiempo de apertura del Dispositivo de protección = 0.02 s.

Incremento de tiempo de protección (Δt): $\Delta t = (I_{ch}/I_{cc})^2 * t$ (s).

Donde: I_{ch}: Corriente de choque = 22040 A, T: Valor cortocircuito bipolar = 0.6 s

Entonces: $\Delta t = (22040/8660)^2 * 0.6 = 3.88$ segundos

Entonces: $\Delta T = 0.0058 * (8660)^2 * (0.02 + 3.88)/(200)^2 = 42.40$ °C

Considerando que la temperatura de trabajo antes de la falla era de 63.07 °C, entonces la temperatura final al mitigarse la falla será:

T_{final} = 63.07 °C + 42.20 °C = 105.27 °C, << 200 °C que soporta el cobre Norma VDE. Por lo tanto, la barra soportará el sobrecalentamiento por corriente de choque y de corto circuito

4.2.5. Dimensionamiento y selección de sistema de corrección del factor de potencia.

Se dimensionará el banco de condensadores trifásicos con el objetivo de tener factor de potencia igual a 0.99, igual que el actual, en base a carga máxima

Datos: Factor de potencia inicial del sistema eléctrico: 0.85, Ángulo de desfase tensión – intensidad inicial: $\phi_1 = \arccos 0.85 = 31.78^\circ$, Factor de potencia final del sistema eléctrico: 0.99, Ángulo de desfase tensión – intensidad final: $\phi_2 = \arccos 0.99 = 8.11^\circ$, Potencia activa de máxima demanda: 1571.6 kW

Potencia reactiva inicial en instalación eléctrica (Fitzgerald, 2004):

$$Q_1 = P_2(kw) * \tan \phi_1 = 1571.6 * \tan 31.78 = 973.67 \text{ kVAR} \quad (59)$$

Potencia reactiva final en instalación eléctrica (Fitzgerald, 2004):

$$Q_2 = P_2(kw) * \tan \phi_2 = 1571.6 * \tan 8.11 = 223.95 \text{ kVAR} \quad (60)$$

Potencia del banco trifásico de compensación del factor de potencia:

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = 973.67 - 223.95 = 749.72 \text{ kVAR} \quad (61)$$

Por ser un sistema de potencia importante, se asume un control automático del factor de potencia, con varios bancos trifásicos, de 460 V:

Se eligen 5 grupos de bancos trifásicos de condensadores, de 150 kVAR por banco, tal como se muestra en la figura 18.

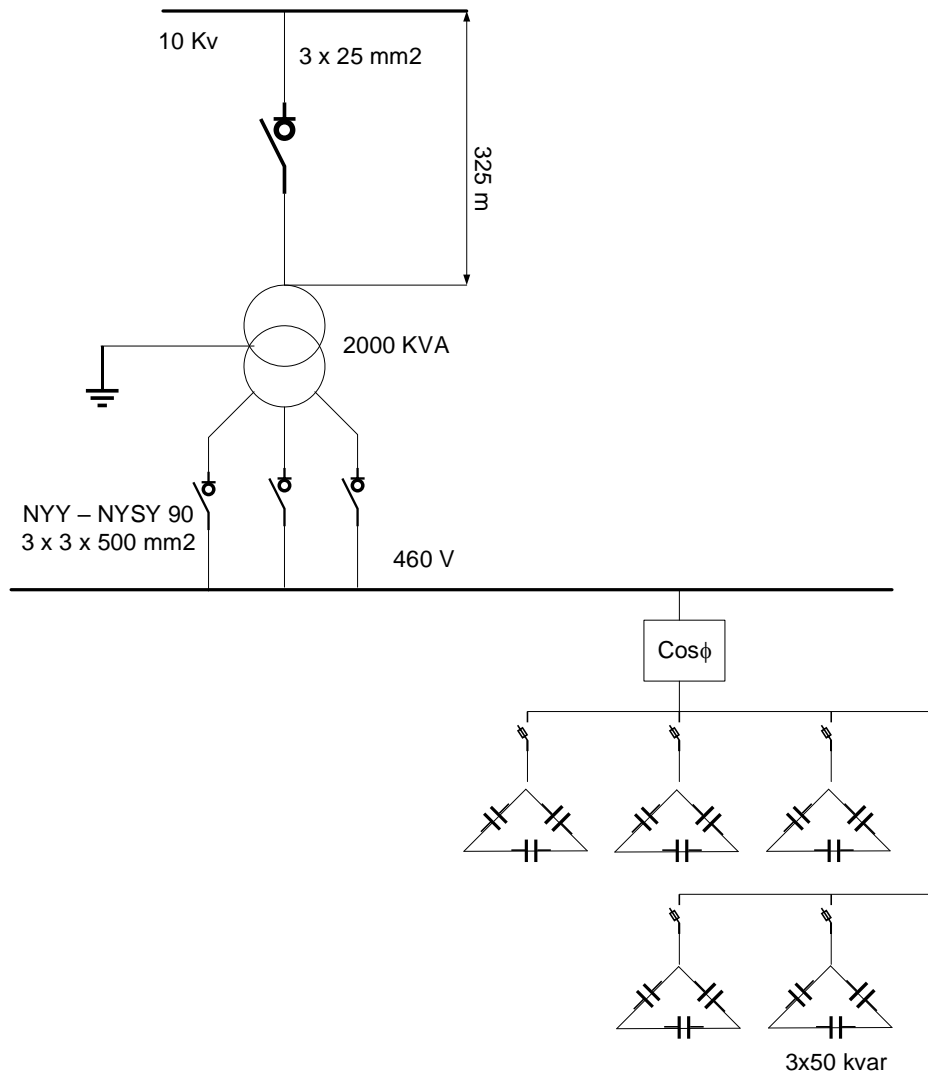


Figura 18: Disposición de bancos de condensadores 21 piezas de 50 kVAR cada uno, conectados en triángulo. Elaboración propia

4.2.5.1 Dimensionamiento y selección de motor en BT

En el rediseño de la subestación se incluye el reemplazo del transformador de 750 kVA, 10/1.5 kV, cuya potencia será asumida por el transformador principal, de 2000 kVA, 10/0.46, pero también se debe cambiar los dos motores trifásicos en MT, 175 y 300 kW, por dos motores trifásicos en BT, en 460 V, de 175 y 300 kW.

Para el caso y considerando tener la mayor eficiencia posible, se seleccionan motores de tipo Premium, de alto rendimiento.

De la tabla 15 de motores trifásicos Premium de alto rendimiento, se obtienen las siguientes características técnicas de placa de los dos motores que se deben cambiar, así como los rendimientos y factor de potencia, como se muestra la tabla 14.

Tabla 14: Motores en BT 175 y 300 kW. Elaboración propia. Fuente: Weg, 2019

Potencia útil nominal. P_{un} , kW:	175	300
Carcasa:	445/7T	586/7T
Par nominal, T_n (N-m)	787	1570
Corriente con rotor trabado: I_a/I_n	6.8	6.3
Par de arranque: T_a/T_n	2.3	2
Par máximo, T_m/T_n	2.5	2.2
Nivel de ruido	73	78
Velocidad de rotación, rpm	1785	1790
Tensión, V	460	460
Rendimiento:		
al 50% de carga	95.8	95.8
al 75% de carga	96.2	96.2
al 100 % carga	96.2	96.2
Factor de potencia		
al 50% de carga	0.73	0.78
al 75% de carga	0.82	0.85
al 100 % carga	0.85	0.86
Intensidad nominal, I_n (A)	230	455
Número de polos magnéticos	4	4
Frecuencia, Hz	60	60

W22 - Eficiencia Premium - 60 Hz

Potencia		Carcasa	Par nominal Tn (Nm)	Corriente con rotor trabado I _t /I _n		Par de arranque Ta/Tn	Par máximo Tm/Tn	Inercia J (kgm ²)	Tiempo máx. con rotor trabado (s)		Peso (kg)	Nivel de ruido dB (A)	460 V								Corriente nominal In (A)
													RPM	% de la potencia nominal							
HP	kW			Rendimiento					Factor de potencia												
				50	75				100	50			75	100							
N polos																					
1	0,75	143/5T	3,99	L	8,4	3,2	3,5	0,0049	18	40	18,5	51,0	1760	80,0	84,0	85,5	0,55	0,68	0,75	1,47	
1,5	1,1	143/5T	6,00	L	8,4	2,5	3,4	0,0060	14	31	22,0	51,0	1755	82,5	85,5	86,5	0,60	0,70	0,79	2,02	
2	1,5	143/5T	8,03	K	8,0	2,7	3,2	0,0066	11	24	23,0	51,0	1750	85,5	86,5	86,5	0,57	0,70	0,79	2,76	
3	2,2	182/4T	12,0	K	8,1	2,3	3,4	0,0143	23	51	41,0	56,0	1760	87,5	88,5	89,5	0,61	0,73	0,79	3,91	
5	3,7	182/4T	20,0	J	7,5	2,3	3,2	0,0189	15	33	43,0	56,0	1755	88,5	89,5	89,5	0,62	0,74	0,80	6,45	
7,5	5,5	213/5T	29,9	H	7,1	2,2	3,1	0,0566	20	44	70,0	58,0	1765	89,5	91,0	91,7	0,66	0,76	0,82	9,18	
10	7,5	213/5T	39,8	H	6,4	2,0	3,0	0,0637	17	37	78,0	58,0	1765	91,0	91,7	91,7	0,66	0,77	0,83	12,4	
15	11	254/6T	59,7	G	6,4	2,3	2,7	0,1104	17	37	114	64,0	1765	91,0	91,7	92,4	0,68	0,78	0,83	18,0	
20	15	254/6T	79,6	H	6,9	2,3	2,7	0,1305	15	33	132	64,0	1765	91,7	92,4	93,0	0,68	0,79	0,84	24,1	
25	18,5	284/6T	99,5	G	6,2	2,4	2,7	0,2153	24	53	176	64,0	1765	92,4	93,0	93,6	0,70	0,80	0,84	29,5	
30	22	284/6T	119	G	6,1	2,4	2,4	0,2467	20	44	198	64,0	1765	93,0	93,0	93,6	0,70	0,80	0,84	35,1	
40	30	324/6T	158	G	6,1	2,2	2,4	0,3861	20	44	223	66,0	1775	93,6	94,1	94,1	0,72	0,80	0,85	47,1	
50	37	324/6T	198	G	6,2	2,3	2,7	0,3861	15	33	243	66,0	1775	93,0	94,1	94,5	0,66	0,77	0,83	59,2	
60	45	364/5T	237	G	6,6	2,4	2,6	0,9448	15	33	394	67,0	1775	94,1	94,5	95,0	0,75	0,83	0,87	68,3	
75	55	364/5T	297	G	6,4	2,4	2,6	0,9798	14	31	417	67,0	1775	94,5	95,0	95,4	0,73	0,82	0,86	84,1	
100	75	404/5T	396	H	7,3	2,4	2,6	1,26	13	29	517	68,0	1775	95,0	95,0	95,4	0,77	0,84	0,88	111	
125	90	444/5T	493	G	6,5	2,0	2,3	2,41	27	59	721	73,0	1780	95,0	95,4	95,4	0,74	0,82	0,85	139	
150	110	444/5T	592	G	6,6	2,0	2,5	2,81	27	59	760	73,0	1780	95,4	95,8	95,8	0,74	0,82	0,85	170	
200	150	445/7T	787	G	6,8	2,3	2,5	3,21	16	35	950	73,0	1785	95,8	96,2	96,2	0,73	0,82	0,85	230	
250	185	447/9T	987	G	6,5	2,3	2,4	3,77	15	33	943	75,0	1780	95,8	96,2	96,2	0,75	0,83	0,86	281	
300	220	447/9T	1184	G	6,5	2,3	2,3	3,77	16	35	1080	75,0	1780	95,8	96,2	96,2	0,77	0,84	0,87	330	
350	260	447/9T	1381	G	6,4	2,5	2,4	4,98	14	31	1213	75,0	1780	95,8	96,2	96,2	0,77	0,84	0,86	394	
400	300	586/7T	1570	G	6,3	2,0	2,2	7,55	19	42	1567	78,0	1790	95,8	96,2	96,2	0,78	0,85	0,86	455	
450	330	586/7T	1766	G	6,4	2,2	2,1	8,99	16	35	1651	78,0	1790	95,8	96,2	96,2	0,78	0,83	0,85	507	
500	370	586/7T	1962	G	6,5	2,2	2,3	10,8	16	35	1774	78,0	1790	95,8	96,2	96,2	0,80	0,85	0,87	555	
550	400	586/7T	2158	G	7,1	2,2	2,5	9,92	16	35	1966	78,0	1790	96,2	96,4	96,5	0,74	0,82	0,86	605	
600	440	586/7T	2354	G	7,1	2,3	2,5	9,92	16	35	1966	78,0	1790	96,2	96,4	96,5	0,74	0,82	0,86	665	
650	480	588/9T	2551	H	7,4	2,5	2,7	12,7	22	48	1993	81,0	1790	96,0	96,5	96,6	0,71	0,81	0,85	734	
700	515,2	588/9T	2747	G	6,5	2,5	2,2	14,1	23	51	2079	81,0	1790	96,2	96,5	96,6	0,76	0,81	0,85	788	
750	550	588/9T	2943	G	7,0	2,4	2,5	14,6	29	64	2246	81,0	1790	96,3	96,6	96,7	0,70	0,80	0,85	840	

Tabla 15: Motores trifásicos de alto rendimiento y 60 Hz, 1vV polos. Fuente: Weg, 2019

4.2.5.2. Dimensionamiento del cable para cada motor trifásico en BT:

a) motor de 175 kW

- Longitud del cable: 130 m

En la cual, la potencia máxima absorbida por el motor es (Harper, 2005):

$$P_{abs1} = \frac{P_{u-n}}{\eta_{100\%}} = \frac{175 \text{ kW}}{0.962} = 181.81 \text{ kW} \quad (62)$$

$$I_{M\acute{a}x-175} (A) = \frac{P_{abs}(kW)}{\sqrt{3} * U_L(V) * \cos\varphi} = \frac{181,810 \text{ w}}{\sqrt{3} * 460 \text{ V} * 0.99} = 230.24 \text{ A} \quad (63)$$

Se elige, de tablas de conductores trifásicos, el cable NYY-NSYS 80:

Sección nominal: 70 mm²,

Intensidad nominal: 280 A (Para instalación aérea)

Resistencia de la línea:

$$R_{L1} = 0.0175 \frac{\Omega * mm^2}{m} * \frac{130 \text{ m}}{70 \text{ mm}^2} = 0.0325 \Omega \quad (64)$$

Caída de tensión máxima (Chapman , 2005):

$$\Delta U_{L1} = \sqrt{3} * R_{L1} * I_{max} = \sqrt{3} * 0.0325 \Omega * 230.24 \text{ A} = 12.96 \text{ V} \quad (65)$$

Caída porcentual de tensión: (12.96/460)*100 = 2.8 % < 3 % admisible

El cable ha sido bien dimensionado

a) motor de 300 kW

- Longitud del cable: 142 m

En la cual, la potencia máxima absorbida por el motor es (Harper, 2005):

$$P_{abs1} = \frac{P_{u-n}}{\eta_{100\%}} = \frac{300 \text{ kW}}{0.962} = 311.85 \text{ kW} \quad (66)$$

$$I_{M\acute{a}x-300} (A) = \frac{P_{abs}(kW)}{\sqrt{3} * U_L(V) * \cos\varphi} = \frac{311,850 \text{ w}}{\sqrt{3} * 460 \text{ V} * 0.99} = 395.36 \text{ A} \quad (67)$$

De tablas de conductores trifásicos, cable NYY-NSYS 80, Sección nominal: 185mm²

Intensidad nominal:530 A (Para instalación aérea)

Resistencia de la línea:

$$R_{L1} = 0.0175 \frac{\Omega * mm^2}{m} * \frac{142 \text{ m}}{185 \text{ mm}^2} = 0.0134 \Omega \quad (68)$$

Caída de tensión máxima (Harper, 2005):

$$\Delta U_{L1} = \sqrt{3} * R_{L1} * I_{max} = \sqrt{3} * 0.0134\Omega * 395.36 A = 9.18 V \quad (69)$$

Caída porcentual de tensión: $(9.18/460)*100 = 1.99 \% < 3 \%$ admisible

El cable ha sido bien dimensionado

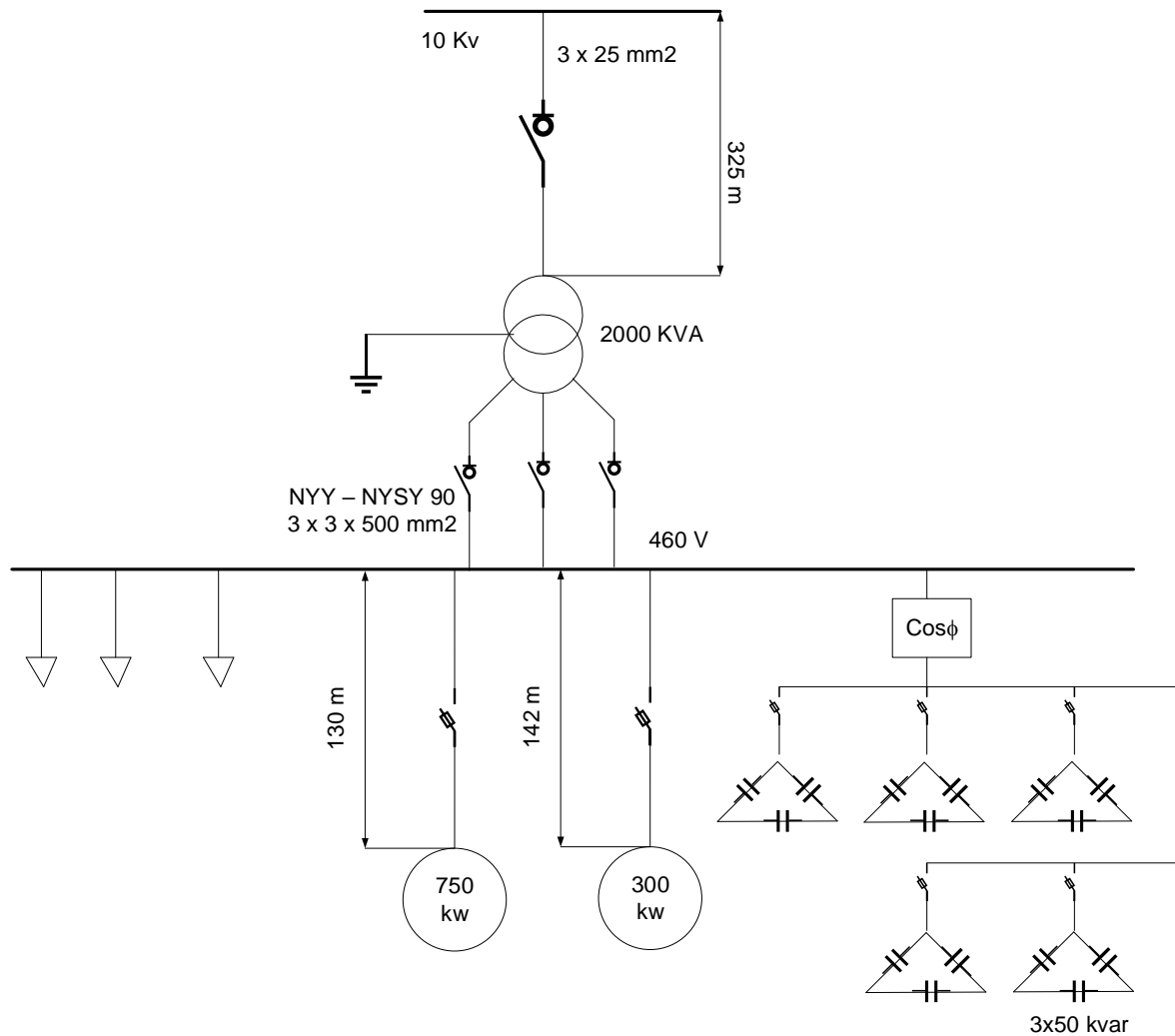


Figura 19: Disposición de subestación con transformador de 2000 KVA, 10/0.46 kV, alimentando a cargas de 460 V. Elaboración propia

4.2.5.3. Cálculo de sistema de aterramiento en baja tensión sub estación.

Cálculo de Pozos de Tierra para Sistemas de Baja Tensión 460

Se hace el Cálculo de Pozos de Tierra para Sistemas de Puesta a Tierra de Baja Tensión, de 460 V, el aterramiento de las estructuras metálicas no

sujetas a tensión de Sistemas Eléctricos de Baja Tensión, estructuras metálicas de las Tableros Eléctricos de Baja tensión.

Los valores medidos de resistividad del terreno dan un terreno superficialmente buen dispersor es decir con valores bajos de resistividad.

Cuando se excava a la profundidad del Pozo de Tierra, es decir un agujero de 0.8 m de diámetro y 3.00 m de profundidad los valores de resistividad se alteran, por tal motivo se diseña el Pozo de tierra considerando que el volumen total de la excavación será reemplazado por tierra de cultivo de buena calidad, color oscuro y sin material orgánico, al cual se le añade 1.5 dosis de sales higroscópicas tipo Thor Gel ó similar por cada m³ de tierra y se llena en capas de 0.5 m de espesor saturadas de agua, sin formar barro sino una consistencia de alta humedad.

El terreno de relleno del Pozo de Tierra proyectado tendrá 100 Ohmios-metro y la resistencia de un Pozo de tierra (Cuner, 2004):

$$R = \left(\frac{\rho}{2\pi L} \right) * \ln \left(\frac{D_{\text{Pozo}}}{d_{\text{Varilla}}} \right). \quad (70)$$

Donde: ρ : Resistividad del terreno de relleno, R: Resistencia de un Pozo Típico, L: Longitud de la varilla de tierra o electrodo (2.4 m), D: Diámetro del Pozo de Tierra (0.8 m), d: Diámetro del electrodo o varilla de puesta a tierra (0.02 m) Reemplazando los valores se obtiene: R (1 Pozo) = 19.70 ohms

Para generalizar una óptima puesta a tierra se define que se instalarán dos Pozos de Tierra interconectados en paralelo con cable de cobre electrolítico de 35 mm² de sección, y el valor de la resistencia final será de (Cuner, 2004):

$$1/R \text{ (final)} = 1/R + 1/R = 1/R \text{ final} = 1/19.7 + 1/19.7$$

La cual da como resultado el valor adecuado para la Puesta a Tierra de los Sistemas de Baja Tensión. R final = 9.8 Ohmios.

Este valor está por debajo del valor exigido por las Normas vigentes y es satisfactorio.

De acuerdo a la regla 033.C del CNE Suministro, el conductor de puesta a tierra con un electrodo o conjunto de electrodos con un solo punto de puesta a tierra, la capacidad continua de corriente de los conductores de puesta a tierra no será inferior a la corriente de plena carga del transformador de suministro.

4.2.6. Dimensionamiento del sistema de enfriamiento de subestación

Se hará un control de temperatura y de humedad del medio ambiente de la subestación, mediante un equipo de aire acondicionado, que se dimensiona a continuación, manteniendo una temperatura del local de 22 a 23 °C y humedad relativa del medio ambiente de 70 a 75%

Demanda de calor:

a. Por disipación de calor de los transformadores, Q_{Tr} (Helmut , 2000):

$$Q_{Tr}(kw) = S_n(KVA) * \cos\varphi * (1 - \eta_{Tr}) \quad (71)$$
$$Q_{Tr}(kw) = 2,000(KVA) * 0.99 * (1 - 0.9911) = 17.622$$

Total calor disipado por los transformadores: 39.625 kW

b. Fluorescentes:

Tipo: T8

Número: 06 piezas

Rendimiento: 76%

Potencia nominal: 36 W

Calor perdido al medio ambiente por fluorescentes: $06 * 36 * (1 - 0.76) = 51.84 \text{ W} = 0.05184 \text{ kW}$

c. Conductores eléctricos

Calor disipado por conductores eléctricos:

Temperatura superficial: 55°C

Temperatura del medio ambiente: 23.5°C

Coeficiente de convección conductor-aire: 6.5 w/(m²*°C)

Longitud total de conductores en subestación: $3 * 20 * 3 = 180 \text{ m}$.

Superficie lateral de conductores (70 mm²): $S = 3.1416 * 0.020 * 180 = 11.31 \text{ m}^2$

Calor disipado por conductores eléctricos: $6.5 * 11.31 * (45 - 23.5) = 1580 \text{ W} = 1.58 \text{ kW}$

d. calor del medio ambiente

Solamente una pared lateral recibirá radiación solar:

Coeficiente de convección aire – pared: 9 w/(m²*°C)

Superficie de la pared lateral: $L H = 15 * 5 = 75 \text{ m}^2$

Temperatura del medio ambiente = 26°C

Temperatura de la pared: 25.5 °C

Calor recibido por pared lateral: $Q_p = 9 \cdot 75 \cdot (28 - 25.5) = 1687.5 \text{ W} = 1.68 \text{ kW}$

En resumen se tiene la siguiente tabla 16, donde se especifica la demanda de calor perdido.

Tabla 16: Calor perdido en el ambiente de la subestación.

Calor total disipado por transformador	17.622 kW
Calor perdido al medio ambiente por fluorescentes	0.05184 kW
Flujo térmico disipado por conductores eléctricos	1.58 kW
Flujo de calor recibido por pared lateral	1.68 kW
Total flujo de calor a ser disipado:	20.94 kW

Rendimiento del local: 60%

4.2.6.1. Cambios Sugeridos del Aire para una Ventilación Apropriada

$\text{m}^3/\text{min} = \text{Dimensiones del lugar} / \text{Cambio/Minutos}$

	AREA	CAMBIO/MINUTOS
16	Cuarto de Maquinas	1 a 3
17	Fabrica	2 a 7
18	Fundición	1 a 5
19	Taller	2 a 10
20	Cuarto de Generadores eléctricos	2 a 5
27	Oficina	2 a 8

Tabla 17: Valores de evacuación del aire en una instalación

4.2.6.2. Ventilación forzada de aire en Sub estación

Objetivo: Instalar un extractor axial en techo de Sub estación de transformación para extraer el aire caliente que se va generando en los transformadores y conductores.

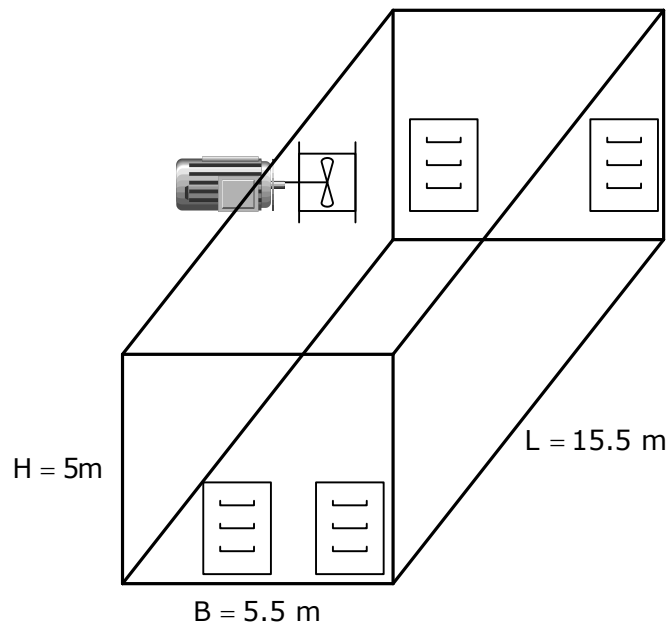


Figura 20: Ventilación de local de subestación con extractor axial de aire

Para el local de la subestación analizada, se tiene:

Volumen: $5 \times 5.5 \times 15.5 = 426.25 \text{ m}^3$

Flujo de aire de enfriamiento (Zacal , 2016):

$$m_{\text{aire}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) = \frac{Q_{\text{a evacuar}} (\text{kw})}{C_p \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \right) * (T_i - T_f) (^\circ\text{C})} = \frac{20.94 (\text{kw})}{1.17 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \right) * (27 - 23.5) (^\circ\text{C})}$$

$$= 5.11 \quad (72)$$

Capacidad del ventilador: $5.11 \text{ kg/s} = 4.405 \text{ m}^3/\text{s}$

Diferencia total de presión en el ventilador: 45 mm columna de agua = 450 Pa (N/m²)

Rendimiento esperado del ventilador: 75%, para ventilador axial

Potencia absorbida esperada en el motor eléctrico (Zacal , 2016):

$$P_{\text{absor}} = \frac{P_{\text{ventilador}}}{\eta_{\text{ventil}}} = \frac{4.405 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * 450 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}}{0.75 * 1000}$$

$$= 2.6 \text{ kW} \quad (73)$$

Potencia nominal del motor eléctrico: 3 kw

Tensión del ME = 220 V, monofásico

Factor de potencia del ME: 0.80 a 0.8

4.2.6.3. Climatización de celdas de Transformadores

Objetivo: enfriar el medio ambiente de las celdas hasta lograr 23°C, para facilitar el enfriamiento de los transformadores y obtener temperaturas de los mismos de 60°C. El aire de salida de las celdas, será utilizado para el enfriamiento de los conductores de los transformadores. El aire será extraído por un extractor instalado en la parte superior de la pared de la Sub estación

Flujo térmico a ser evacuado por celda: 2.5 kW = 9000 kJ/h = 8530 btu/h

Eficiencia frigorífica de la instalación: 2 (con R22)

Motor eléctrico.

Tipo: Monofásico

F = 60 Hz

U = 220 V

Rendimiento = 0.80

$\cos\varphi = 0.85$ a 0.86

Potencia absorbida del ME = $2.5/2 = 1.25$ kW

Potencia nominal del ME = $1.25/0.80 = 1.56$ kW

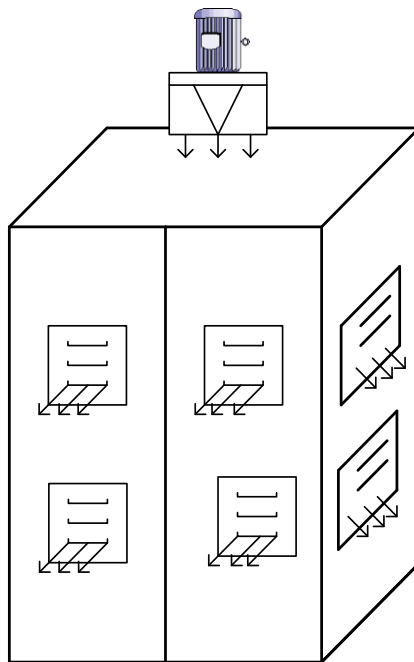


Figura 21: Climatización con equipos de refrigeración de celdas de subestación.
Elaboración propia.

Se instalarán equipos frigoríficos en cada celda cerrada, de 8530 btu/h cada uno. Los equipos de aire acondicionado trabajarán solamente en verano. En invierno, para ahorrar energía, los equipos trabajarán como ventiladores

4.2.6.4. Dimensionamiento de extractor de aire viciado

Flujo de aire manejado por cada equipo de refrigeración:

$$9000 \text{ kJ/h} = \text{maire} * 1.0065(\text{kJ/kg}^{\circ}\text{C}) * (25-15)^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Maire} = 894.18 \text{ kg/h}$$

Flujo volumétrico de aire manejado por cada equipo de refrigeración:

$$894.18 \text{ kg/h} / 1.20 \text{ kg/m}^3 = 745.15 \text{ m}^3/\text{h} = 0.207 \text{ m}^3/\text{s}$$

Flujo volumétrico total a ser evacuado por el extractor de aire, de celdas de transformadores:

$$V_T = 3 * 0.207 = 0.621 \text{ m}^3/\text{s}$$

Diferencia de presión en el ventilador: se adopta, de tablas de ventilación: 1.5" columna de agua = 381 N/m²

Rendimiento estimado del ventilador: 0.72

Potencia demandada por el ventilador extractor (Zacal , 2016):

$$P_v = \frac{0.621 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * 381 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}}{720} = 0.33 \text{ kW} \quad (74)$$

Motor eléctrico.

Tipo: Monofásico;

f = 60 Hz; U = 220 V;

Rendimiento = 0.80;

Cosφ = 0.85 a 0.86

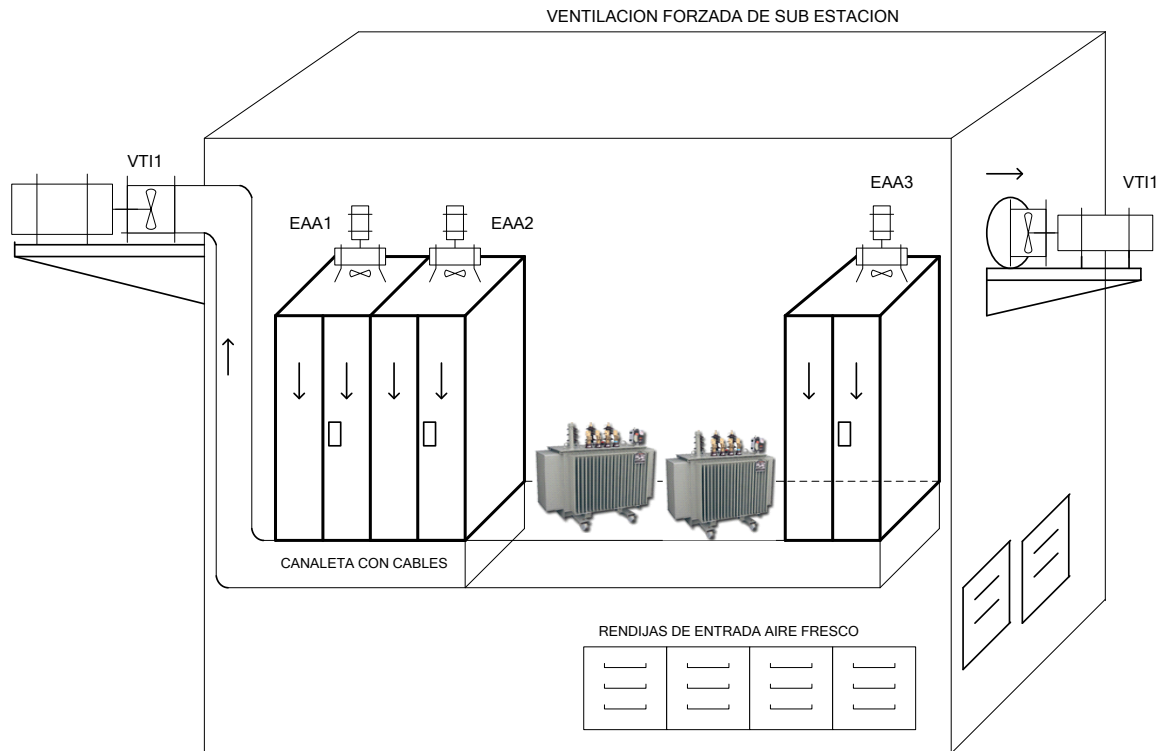


Figura 22: Esquema del sistema de enfriamiento mixto, con ventiladores en invierno y primavera, y mixto, con aire acondicionado en verano. Elaboración propia.

4.2.6.5. Dimensionamiento y selección de interruptores de caja moldeada

Se realizó el cálculo para el transformador, y cada motor nuevo; uno de 175 kW y el segundo, de 300 kW.

El interruptor automático será del tipo electromagnético, es decir, además de servir como elemento de arranque y parada del circuito eléctrico, cumplirá la función de protección contra corto circuito y de sobrecarga a tierra, asumiendo en un solo dispositivo las funciones del interruptor termomagnético y del interruptor diferencial. Es automático porque se repone en funcionamiento sin intervención externa, luego de un tiempo de haber realizado la función de corte y definir que el fenómeno de corto circuito o sobrecarga, ya se terminó

A) Intensidad nominal del transformador, en BT (Harper, 2005):

$S_n = 2000 \text{ KVA}$, $U_n = 460 \text{ V}$

$$I_{n-Tr} = \frac{S_n(\text{VA})}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{2'000,000 (\text{VA})}{\sqrt{3} * 460 \text{ V}} = 2510 \text{ A} \quad (75)$$

Intensidad nominal por cable (es una terna de tres cables de distribución) (Arce, 2016)

$$I_{n-\text{cable dist}} = \frac{I_{n-\text{Tr}}}{\text{Nr. cables}} = \frac{2510 \text{ A}}{3 \text{ cable}} = 836.67 \text{ A} \quad (76)$$

:

Impedancia del transformador: 6%

Intensidad de corto circuito (Castro, 2016):

$$I_{cc} = \frac{I_{n-\text{cable dist}}}{Z_{tr}} = \frac{836.67 \text{ A}}{0.06} = 13944 \text{ A} = 13.94 \text{ kA} \quad (77)$$

Se necesita un interruptor automático de caja moldeada, termomagnético para cada cable de terna de distribución: $U_n = 460 \text{ V}$, $I_n = 836.67 \text{ A}$. $I_{cc} = 13.94 \text{ kA}$

b) Intensidad de cortocircuito para motor de 175 kW

Impedancia del cable de alimentación (Campos, 2011):

$$Z_1(\Omega) = R_{L1} * \cos\varphi + \frac{\lambda * L_{c1}}{1000} * \sin\varphi \quad (78)$$

Siendo: $\cos\varphi = 0.99$, R_{L1} : Resistencia de línea, λ = reactancia lineal de un conductor igual a 0.08 para cable y 0.13 para alambres (en $\text{m}\Omega/\text{m}$)

L_{c1} = Longitud del conductor, m

$$\begin{aligned} Z_1(\Omega) &= R_{L1} * \cos\varphi + \frac{\lambda * L_{c1}}{1000} * \sin\varphi = 0.0325 * 0.99 + \frac{0.08 * 130}{1000} * 0.141 \\ &= 0.036 \Omega \end{aligned}$$

Intensidad de corto circuito por fase: $I_{cc-f1} = 460 \text{ V}/0.036 \Omega = 12,778 \text{ A}$

Intensidad de corto circuito trifásica: $12,778 \text{ A} * 1.732 = 22131 \text{ A} = 22.13 \text{ kA}$

Intensidad de corto circuito trifásica asimétrica:

$$22131 * 1.013 \text{ A} = 22,418.70 \text{ A} = 22.42 \text{ kA}$$

c) Intensidad de cortocircuito para motor de 300 kW

Impedancia del cable de alimentación (Campos, 2011):

$$Z_1(\Omega) = R_{L1} * \cos\varphi + \frac{\lambda * L_{c1}}{1000} * \sin\varphi \quad (79)$$

Siendo: $\cos\varphi = 0.99$, R_{L1} : Resistencia de línea, λ = reactancia lineal de un conductor igual a 0.08 para cable y 0.13 para alambres (en $\text{m}\Omega/\text{m}$)

Lc1 = Longitud del conductor, m

$$Z_2(\Omega) = R_{L2} * \cos\varphi + \frac{\lambda * L_{c1}}{1000} * \sin\varphi = 0.0134 * 0.99 + \frac{0.08 * 142}{1000} * 0.141 \\ = 0.0148 \Omega$$

Intensidad de corto circuito por fase: $I_{cc-f} = 460 \text{ V} / 0.0148 \Omega = 31081 \text{ A}$

Intensidad de corto circuito trifásica: $31081 \text{ A} * 1.732 = 53832 \text{ A} = 53.83 \text{ kA}$

Intensidad de corto circuito trifásica asimétrica:

$$53,832 * 1.013 = 54,531 \text{ A} = 54.53 \text{ Ka}$$

En la figura 23, se muestra la imagen de un interruptor trifásico automático de caja moldeada, marca Schneider.



Figura 23: Interruptor trifásico, caja moldeada – Schneider.

En la tabla 18, se muestra las características de los interruptores para la protección de la línea principal de BT del transformador y la protección de los dos motores nuevos propuestos.

Selección de Interruptores trifásicos automáticos de caja moldeada, Tetrapolares SUBESTACIÓN REDISEÑADA PLANTA VITA PRO SAC TRUJILLO										
It	Denominación	Pn	L	Un	Cos j	I _{max}	Interruptor Automático caja moldeada			
		kW	m	V	-	A	I Operación A	U Aislamiento Kv	U Operación V	I _{corte} , A
1	Transformador 2000 KVA 10/0.46 kV	1980	95	460	0.86	2000	836.74	12	460	25 kA I _{cu} a 480 V AC 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2, por cable
2	Motor 175 kW	175	75	460	0.86	1200	188.26	12	460	22.42 kA I _{cu} a 480 V AC 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2
3	Motor 300 kW	300	85	460	0.86	1200	437.83	12	460	54.53 kA I _{cu} a 480 V AC 50/60 Hz conforme a IEC 60947-2

Tabla 18: Características de los Interruptores trifásicos automáticos de caja moldeada, Tetra polares. Fuente Schneider.

Ficha técnica de interruptor automático, en 460 V para tableros de subestación nueva. Fuente Schneider.

- Polos: 4
- Intensidad nominal: 1000 A
- Umbral térmico regulable $I_r = 0,8...1 I_n$
- Normativa Internacional IEC60947-2
- Rango de trabajo: hasta 690V AC / 50~60Hz
- Protección del neutro idéntico al resto de fases
- Instalación: vertical y horizontal
- Regulación térmica hasta 1000 A y magnética y térmica de 1250 a 2500 A

Características:

- Polos: 4 Polos
- Intensidad nominal: 1200 A
- Ajuste térmico: $0,8I_n \sim 1I_n$
- NM8S -40~100% con relé electrónico
- Montaje/Mando: Montaje fijo/Mando manual
- Medidas: 140x140x105
- Norma: UNE-EN60947-2
- Certificados: CE
- Tensión de servicio: 220~690Vca - 50/60Hz

4.2.6.6. Diseño de la malla de puesta a tierra

Datos principales del transformador

- Acometida principal: Trifásica, con un transformador trifásico
- Impedancia porcentual, $Z = 6 \%$
- Potencia nominal: 2000 KVA
- Tensión lado MT: 10000 V
- Tensión en BT: 460 V

a). Datos del electrodo de puesta a tierra en BT:

Datos: $R \leq 20 \Omega$

Diámetro del electrodo: 20 mm \rightarrow radio del electrodo, $r = 0.010$ m

Longitud del electrodo: 2.44 m

Resistividad del suelo: $50 \Omega\text{-m}$ (con mezcla de Thor Gel y 50% tierra arcillosa).

En la figura 24, se muestra las dimensiones requeridos de un electrodo, r =radio del electrodo y L =longitud del electrodo, material de cobre.

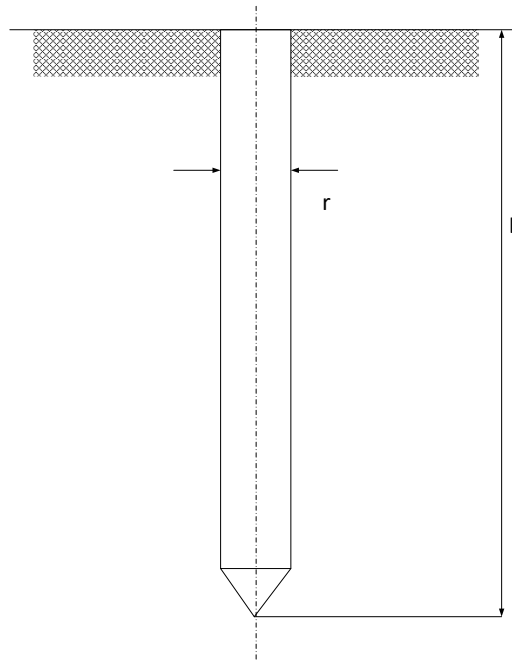


Figura 24, Dimensiones requeridos de un electrodo.

Resistencia a tierra (Aguilar, 2003):

$$R = \frac{\rho_e}{2\pi * L} * \ln \frac{2 * L}{a} \quad (80)$$

$$R = \frac{50}{2\pi * 2.44} * \ln \frac{2 * 2.44}{0.010} = 20.18 \Omega$$

b). Procedimientos para diseñar malla de puesta a tierra

1. Determinar el área que ocupará la malla a tierra
2. Calcular radio equivalente del área de la malla
3. Graficar un rectángulo sobre área de la malla
4. Insertar la malla en área seleccionada
5. Calcular la longitud del conductor a tierra
6. Determinar resistividad del terreno
7. Calcular corriente de cortocircuito
8. Calcular corriente máxima de falla, lado BT
9. Calcular corriente máxima de falla, lado MT
10. Dimensionar conductor de puesta a tierra
11. Calcular resistencia total del sistema
12. Calcular tensión de paso
13. Calcular valor tolerable de tensión de contacto
14. Calcular elevación de potencial de tierra “GPR” y verificar si es menor.

1. Área a ocupar para la instalación de la malla

Para instalar la malla de puesta a tierra se analiza el lado de la malla y para realizar el cálculo se elige, debido a la potencia del transformador, un área de: Largo = 10 m y Ancho = 10 m

En la figura 25, se muestra las dimensiones del área donde se instalara la malla.

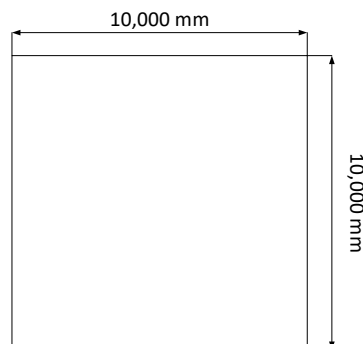


Figura 25: Superficie ocupada por malla de puesta a tierra. Elaboración propia

$$A = L \times L \Rightarrow A = 10\text{m} \times 10\text{ m} = 100\text{ m}^2$$

2. Radio equivalente del área de la malla

$$A = \pi * r^2 \rightarrow r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{100 \text{ m}^2}{\pi}} = 3.385 \text{ m} \quad (81)$$

3. Graficar un rectángulo sobre esta área

El sitio seleccionado es el área de dimensión de la malla a diseñar 6 metros de largo por 6 metros de ancho.

$$\text{Área total} = 36 \text{ m}^2$$

4. Insertar la malla dentro del área seleccionada

En la figura 26, se muestra la malla de puesta a tierra inicial 10m x 10m, en ella se divide retículas de 1 metro x 1 metro.

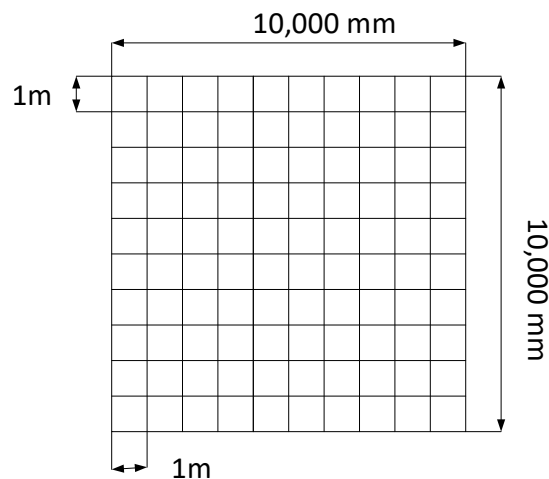


Figura 26: Malla de puesta a tierra inicial. Elaboración propia

5. Longitud del conductor requerido

$$\text{Longitud total (Lt)} = 7*10 + 10*7 = 140 \text{ m}$$

Para construir esta malla se necesitan 84 metros de conductor

6. Medir la resistividad del terreno

Se realizaron 4 tomas según el método wenner, y se calculó la resistividad con la formula correspondiente al método (Salas, 2011).

$$\rho = 2\pi * d * R \quad (82)$$

Donde: d: distancia en metros de cada medición, R= resistencia obtenida con la medición, con lo que al realizar las mediciones se obtiene la siguiente tabla 19:

Medida de la resistividad del terreno por método Wenner		
Distancia, m	Resistencia, Ω	Resistividad del terreno, Ω
1	40.3	253.21
2	18.03	226.57
3	5.85	110.269
4	0.98	24.63

Tabla 19: Datos obtenidos del terreno en el análisis realizado. Elaboración propia

Con el método de suelo uniforme, se obtiene la resistividad equivalente según el número de mediciones realizadas (Salas, 2011):

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4}{4} \rightarrow \rho = \frac{253.21 + 226.57 + 110.27 + 24.63}{4} = 153.67 \Omega - m \quad (83)$$

Para efectos de cálculo se trabaja con una resistividad de 153.67 Ω -m

En la tabla 20, se muestra los resultados del análisis de resistencia de las dos varillas:

Resistencia de los electrodos instalados	
Cable desnudo #4/0 + varilla 5/8	21.7 Ω
Cable desnudo # 8/0 + varilla 5/8	21.9 Ω

Tabla 20: Resistencia de los electrodos instalados. Elaboración propia

7. Cálculo de la corriente de cortocircuito

Obteniendo la impedancia del transformador

Potencia de corto circuito (Ragn, 1995):

$$P_{cc} = \frac{S_n(KVA)}{Z_{cc}(\%)} = \frac{2000}{6} = 333.34 \% \quad (84)$$

Tensión relativa de corto circuito (Ragn, 1995):

$$U_{cc} = \frac{S_n}{P_{cc}(\%)} = \frac{2000 KVA}{333.34 \%} = 5.99 \% = 6 \% \quad (85)$$

Bajo la norma ANSI/IEEE 141-1986 del IEEE

8. ICC max en el lado de baja tensión (Aguilar, 2003):

$$I_{n-sec} = \frac{KVA * 1000}{\sqrt{3} * E} = \frac{2000 * 1000}{\sqrt{3} * 460} = 2,510.22 \text{ A} \quad (86)$$

La corriente de cortocircuito simétrica máxima (ICC max) será (Aguilar, 2003):

$$I_{cc \text{ máx}} = \frac{100 \%}{Z \%} * I_{sec} = \frac{100\%}{6} * 2,510.22 \text{ A} = 41,837 \text{ A} = 41.84 \text{ kA} \quad (87)$$

Corriente de cortocircuito asimétrica, Icc-asim (Aguilar, 2003):

$$I_{cc-asim} = I_{cc-máx} * D_f$$

Df = factor de asimetría (factor que depende de la relación X/R en el punto de falla según el capítulo 15 sección 15.10, de la norma IEEE Std 80 – 2000).

En la tabla 21, se muestra los valores típicos de asimetría.

Duración de la falla, tf		Factor de decremento, Df			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.1	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.2	12	1.064	1.125	1.181	1.163
0.3	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.4	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.5	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Tabla 21: Valores típicos del factor de asimetría (Df). Fuente: ABB

Para una relación X/R = 10 y una falla de tiempo 0.3 segundos de 60 ciclos

$$I_{cc-asim} = I_{cc \text{ máx}} (BT) * 1.013 = 41,837 * 1.013 = 42,380 \text{ A asimétricos} \quad (88)$$

9. ICC max en el lado de media tensión (Aguilar, 2003):

$$I_{sec} = \frac{KVA * 1000}{\sqrt{3} * E} = \frac{2000 * 1000}{\sqrt{3} * 10,000 \text{ V}} = 115.47 \text{ A} \quad (89)$$

La corriente de cortocircuito simétrica máxima (I_{cc-max}) será (Aguilar, 2003):

$$I_{cc \text{ máx}} = \frac{100 \%}{Z \%} * I_{sec} = \frac{100 \%}{2.68} * 25.54 \text{ A} = 953 \text{ A} \quad (90)$$

La corriente de cortocircuito asimétrica será:

$$I_{cc-asim} = I_{CC-max} (MT) \times Df = 953 \times 1.013 = 965.40 \text{ Amperios asimétricos.}$$

Corriente máxima de falla, IG

La corriente máxima que circulara por la malla se calcula de acuerdo con:

$$IG = Df \times Ig$$

En donde: Df: factor de asimetría, Ig = corriente simétrica de falla inyectada a la malla de tierra, IG= máxima corriente de falla asumida por la malla

$$\text{Luego: } Ig = Sf \times If$$

Dónde: Sf: factor divisor de corriente de falla, If = corriente rms simétrica de falla a tierra.

El factor de división de corriente (SF) es el porcentaje de corriente que disipará la malla de tierra, el resto retornará el sistema hasta ser despejada.

Para efectos de cálculo se trabaja con un valor de Sf = 0.20

$$Ig = 0.20 \times 41,837 = 8,367.4 \text{ A}$$

El valor de Df se calcula de la norma IEEE Std 80 – 2000 según la relación X/R para una falla de tiempo 0.05 segundo de 3 ciclos

$$\text{Entonces: } IG = Df \times Ig = 1.013 \times 8,367.4 = 8,476.17 \text{ A}$$

10. Calibre del conductor de puesta a tierra

El cálculo del conductor de puesta a tierra para plantas industriales y subestaciones se calcula con la siguiente expresión (Olando , 2017):

$$A = I * \sqrt{\frac{33 * S}{\log \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}} \quad (91)$$

Siendo: A: área del conductor, milésimas de circulares (cmils), I: corriente máxima de falla a tierra, A; S: tiempo durante el cual fluye la corriente de falla = 3 s; T_m: temperatura máxima de fusión en °C, T_a: temperatura ambiente en °C.

El factor Tm, temperatura máxima de fusión en °C, se puede obtener de la tabla 22.

Descripción	Temperatura de fusión, °C
Alambre de cobre recocido	1083
Alambre de cobre duro	1084
Núcleo de acero con revestimiento de cobre	1084/1300
Alambre de aluminio	657
Aleación de aluminio	660
Alma de acero con recubrimiento de aluminio	660/1300
Alma de acero con cubierta de zinc	419/1300
Acero inoxidable	1400

Tabla 22: Temperatura máxima de fusión

$$A = I * \sqrt{\frac{33 * S}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}} = 9,874.32 * \sqrt{\frac{33 * 3}{\log\left(\frac{1084 - 35}{234 + 35} + 1\right)}} = 127,797 \text{ CMILS} \quad (92)$$

Para el resultado y de acuerdo a la norma NEC 2005 NFPA70, se obtiene un conductor de calibre # 2/0 (133,100 CMILS). Y según la norma IEEE std 80 - 2000 recomienda calibre mínimo el AWG número 4/0.

Se realiza el cálculo según la norma IEEE Std 80 – 2000 con la fórmula (Carrión , 2016):

$$A_{Kcmils} = I * K_f * \sqrt{t_c} \quad (93)$$

Dónde: A Kcmil: área del conductor en Kcmil, I: corriente de falla en KA, Tc = tiempo de duración de la falla, Kf = constante obtenida de la norma NEC 2005 NFPA70.

La tabla 23, muestra la constante Kf para diferentes tipos de electrodos de acuerdo a su material, conductividad y temperatura.

Material	Conductividad (%)	TM (°C)	Kf
Copper, annealed soft drawn	100	1083	7
Copper, commercial hard drawn	97	1084	7.06
Copper, commercial hard drawn	97	250	11.78
Copper-elad, steel wire	40	1084	10.45
Copper-elad, steel wire	30	1084	12.06
Copper-elad, steel rod	20	1084	14.64
Aluminum EC Grade	61	657	12.12
Aluminum 5005 Alloy	53.5	652	12.41
Steel 1020	10.8	1510	15.95
Stainless clad steel rod	9.8	1400	14.72
Zinc-coated steel rod	8.6	419	28.96
Stainless steel 304	2.4	1400	30.05

Tabla 23: Constante Kf para diferentes tipos de electrodos y temperatura. Fuente: NEC 2005 NFPA70. Elaboración propia

$$\rightarrow A_{Kcmils} = I * K_f * \sqrt{t_c} = 9.87 * 7.06 * \sqrt{3} = 120.70 \text{ Kcmils} \quad (94)$$

Según la tabla # 8 del NEC 2005 NFPA70 y tomando el inmediato superior para 120.70 Kcmils se obtiene un conductor de calibre # 2/0 (133100 CMILS). Para la malla de tierra se necesita un conductor # 2/0 de cobre.

Diseño final de la malla del sistema de puesta a tierra:

Se aumenta la longitud de la malla a un área de 10 x 10 m; con la cual se tiene una nueva área de 100 m² y reticulada cada metro. A su vez, se disminuye la resistividad de la capa del suelo y se aumenta la profundidad de la capa superficial de material a 30 cm para los voltajes de paso y contacto

Radio equivalente de la nueva malla de tierra:

$$A = \pi * r^2 \rightarrow r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{100 \text{ m}^2}{\pi}} = 5.64 \text{ m} \quad (95)$$

Longitud total del conductor utilizado en la malla, Lt

$$L_T = (10 \times 11) + (10 \times 11) = 220\text{m}$$

Para tener resistencia mínima a tierra se instala varilla de cobre en cada retícula, así como se muestra en la figura 27.

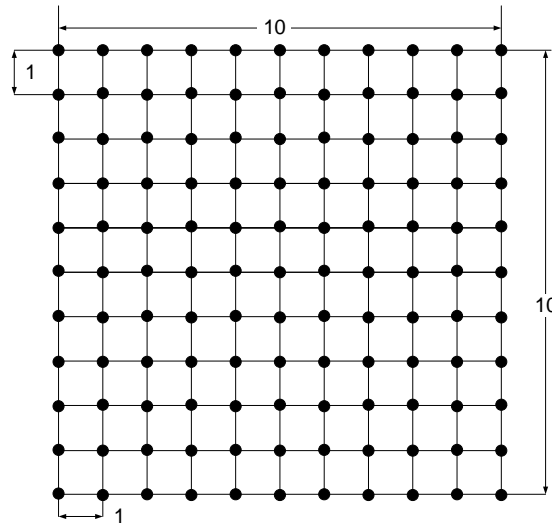


Figura 27: Malla de puesta a tierra para transformador de 2000 KVA, con electrodos en cada cuadrícula. Elaboración propia

Longitud total de las varillas de cobre:

$$L_T = L_{t1} + L_{t2} = 220\text{m} + (121 \times 2.44\text{mts c/u}) = 515.24\text{m}$$

Resistencia de la malla de puesta a tierra, R_g (Carrión , 2016):

$$R_g = \frac{\rho}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L}} = \frac{500 \Omega - \text{m}}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{5.64\text{m}} + \frac{500 \Omega - \text{m}}{515.24 \text{ m}}} = 154.48 \Omega \quad (96)$$

Resistencia de las varillas de cobre, R_v (Carrión , 2016):

$$R_v = \frac{\rho}{2\pi L} * \ln\left(\frac{8L}{d} - 1\right) = \frac{500 \Omega - \text{m}}{2\pi * 2.44 \text{ m}} * \ln\left(\frac{8 * 2.44}{\frac{5}{8}} - 1\right) = 48.28 \Omega \quad (97)$$

11. Resistencia total del sistema (Campos, 2011):

$$R_{\text{total}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{varillas}}} * L_{t1} + \frac{1}{R_{\text{malla}}}} = \frac{1}{\frac{1}{48.28 \Omega} * 121 + \frac{1}{154.48 \Omega}} = 0.397 \Omega \quad (98)$$

12. Tensión de paso (Campos, 2011):

$$V_p = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 6 * 0.87 * 50000) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = 17,546.82 \text{ V(99)}$$

$$\text{Siendo } C_s = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \right) = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{500 \, \Omega - m}{50000 \, \Omega - m} \right)}{2 * 0.3m + 0.09} \right) = 0.87 \quad (100)$$

13. Valor tolerable de Tensión de contacto (Campos, 2011):

$$V_c = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 1.5 * 0.87 * 50000) * \frac{0.116}{\sqrt{3}} \\ = 4436.93 \, V \quad (101)$$

14. Cálculo de la elevación de potencial de tierra “GPR” (Cruz , 2016)

$$GPR = (9874.32) \times (0.397) = 3,920.105$$

$$GPR < V_{\text{paso}}: 3,920.105 \, V < 17546.82 \, V$$

$$GPR < V_{\text{contacto}}: 3,920.105 < 4436.93 \, V$$

El sistema de malla para puesta tierra del transformador es totalmente seguro

4.3 Cálculo del aumento de capacidad y rendimiento en la subestación

Actualmente, la potencia activa en bornes del transformador de 1000 kVA es igual a 918.14 kW, también se tiene una potencia activa de 33.95 kW que corresponden a la potencia que absorbe el transformador de 50 KVA.

La potencia activa en bornes del transformador de 750 kVA, que alimenta a los motores de Media Tensión, que serán reemplazados por motores en Baja Tensión, entrega 637.76 kW, los motores operan con eficiencia de 89 a 90% según la carga y debido a su antigüedad y por haber sido ya rebobinados, según datos de Planta.

Potencia a absorber nuevo transformador, de 2000 kVA, que operará con un factor de potencia de 0.99, igual que el actual:

Del transformador de 1000 KVA: 918.14 kW

Del transformador de 750 KVA: $475 \text{ kW} / 0.962 = 493.66 \text{ kW}$ (Con cambio de motores en MT de bajo rendimiento por motores en Baja Tensión, de alta eficiencia)

Del transformador de 50 KVA: = 0 kW (la carga monofásica será asumida por un transformador independiente, de 10/0.38 kV, 50 KVA)

Potencia activa total en bornes del transformador nuevo:

$$918.14 + 493.66 = 1411.8 \text{ kW}$$

Potencia activa máxima que puede entregar el transformador nuevo, en bornes del secundario, considerando un índice máximo de carga de 85% (Harper, 2005):

$$P_{\text{Máx-Transf nuevo}} = 2000 \text{ KVA} * 0.99 * 0.85 = 1683 \text{ kW} \quad (102)$$

Potencia activa disponible para nuevo proceso: $1683 - 1411.80 = \mathbf{271.2 \text{ kW}}$

Siendo la potencia máxima que puede entregar el sistema actual (Harper, 2005):

$$P_{\text{Máx-Transf actual}} = 1800 \text{ KVA} * 0.99 * 0.85 = 1514.7 \text{ kW} \quad (103)$$

Potencia activa disponible para nuevo proceso: $1514.7 - 1411.80 = \mathbf{102.9 \text{ kW}}$

Se observa que el transformador actual no está en capacidad de asumir la nueva carga por el proceso industrial adicional, de 143 kW:

Potencia nueva adicional: 143 kW

Factor de potencia: 0.86

Factor de servicio, F.S.: 1.2

Potencia aparente que demanda el nuevo proceso (Harper, 2005):

$$S_2 = \frac{P_2}{\cos\phi_2} * F.S. = \frac{143 \text{ kW}}{0.86} * 1.20 = 199.534 \text{ kVA} \quad (104)$$

4.4. Análisis económico de la inversión

4.4.1. Presupuesto de inversión

Transformador de 2000 KVA: 152,000 \$

Transformador de 50 KVA, 10/0.38 Kv: 2300 \$

Celdas de Transformación: 7500 \$

Celda de medición: 2500 \$

Celda de compensación del factor de potencia: 9500 \$

Celda de Distribución: 10,500 \$

Celda de protección en BT: 9200 \$

Sistema de puesta a tierra: 6200 \$

Obras civiles: 26,000 \$

Mano de Obra: 20,000 \$

Planos finales: 3500 \$

Cables en MT: 4200 \$

Cables en BT: 5100 \$

Motor en BT, 460 V, 175 kW: 9500 \$

Motor en BT, 460 V, 300 kW: 21500 \$

Celdas para arranques de motores nuevos: 4100 \$

Sistema de enfriamiento: 15200 \$

Pruebas: 2500 \$

Insumos directos: 14000 \$

Gastos Indirectos: 12,000 \$

Inversión total en rediseño de subestación: 333,700 \$

4.4.2. Beneficios económicos brutos

El nuevo proceso, de producción de alimentos balanceados, operará 12 horas/día, 26 días por mes, con capacidad de 3.5 Ton/h de producción de alimento balanceado.

Precio de venta del alimento balanceado: 272 \$/Ton

Ingresos brutos mensuales por venta del alimento balanceado en nuevo sistema de producción:

$$\text{Ingresos brutos} \left(\frac{\$}{\text{mes}} \right) = 3.5 \frac{\text{Ton}}{\text{h}} * 12 \frac{\text{h}}{\text{día}} * 26 \frac{\text{días}}{\text{mes}} * 272 \frac{\$}{\text{Ton}} = 297,024 \frac{\$}{\text{mes}} \quad (105)$$

4.4.3. Costos de operación netos de subestación nueva

Demanda de potencia activa del proceso nuevo: 143 kW

Costo unitario de la energía activa: 0.23 Soles/kW-h

Tiempo mensual de operación: 312 horas/mes

$$\begin{aligned} C_{EE-\text{Nuevo Proceso}} &= 143 \text{ kW} * 312 \frac{\text{h}}{\text{mes}} * 0.23 \frac{\text{soles}}{\text{kW} - \text{h}} = 10,261.68 \frac{\text{soles}}{\text{mes}} \\ &= 3063.2 \frac{\$}{\text{mes}} \end{aligned} \quad (106)$$

4.4.4. Costos de mantenimiento de subestación nueva

Se estima, según datos de planta, un costo de mantenimiento mensual de 500 \$.

4.4.5. Beneficios económicos netos

Se determina primero, el beneficio neto estimado por venta de la producción adicional: según datos de planta la utilidad estimada es del orden del 25% sobre el precio de venta, sin IGV:

$$Benef_{\text{neto-producción adicional}} = 297,024 \frac{\$}{\text{mes}} * 0.25 = 74,256 \frac{\$}{\text{mes}} \quad (107)$$

$$\text{Beneficio neto final} = Benf_{\text{neto-producción adicional}} - C_{\text{Oper}} - C_{\text{Mantto}} \quad (108)$$

$$\text{Beneficio neto} = 74,256 - 3063.2 - 500 = 70,692.8$$

4.4.6. Período de retorno de la inversión, PRI

$$\text{P. R. I.} = \frac{\text{Inversión total } (\$)}{\text{Beneficio neto final } \left(\frac{\$}{\text{mes}} \right)} \quad (109)$$

$$\text{P. R. I.} = \frac{333,700 (\$)}{70,692.8 \left(\frac{\$}{\text{mes}} \right)} = 4.72 \text{ meses}$$

V. DISCUSIÓN

5.1. Del análisis de auditoria eléctrica al sistema trifásico de planta

- Se logró obtener valores promedios de potencia y energía de toda la planta tanto activa como reactiva durante el año 2019 en horas punta y horas fuera de punta, registrándose las más altas en el mes de marzo y las mínimas en el mes de mayo. Dichos datos fueron proporcionados por la empresa.

Del motor 1, de 175 kW, conectado en MT y su cable se observa:

- El motor 1 en MT está un poco sobrecargado, trabaja casi sin factor de reserva, a 95% debido a las condiciones de operación, y por bajo rendimiento, este motor ha sido rebobinado dos veces, según datos de fábrica, se debe cambiar el motor por uno en BT, de mayor potencia, con un buen factor de reserva
- El cable para el motor 1 ha sido sobredimensionado, es para tensión de 3.6 kV, debiendo ser de solamente 1.5 kV, es por eso que la pérdida de potencia es relativamente pequeña 3.74 kW y permite obtener un alto rendimiento, de 99.39%.
- La temperatura de operación es aceptable, porque el cable está sobredimensionado, opera a 63.83 % de capacidad de temperatura, porque se usa cable para 3.6 kV, en lugar de cable para solamente 1.5 kV, se cambiará a cable para BT, trifásico, para $U = 460 \text{ V}$ y obtener menos temperatura que permita más vida útil del cable

Del motor 2, de 300 kW, conectado en MT y su cable se observa:

- El motor 2 en MT, de $P_n = 300 \text{ kW}$ está sobrecargado, trabaja casi sin factor de reserva, a 96% debido a las condiciones de operación, y por bajo rendimiento, este motor ha sido rebobinado dos veces, según datos de fábrica, necesita cambio a motor de más potencia en BT
- El cable para el motor 2 ha sido dimensionado un poco ajustado, es para tensión de 3.6 kV, debiendo ser de 1.5 kV, es por eso que la pérdida de

potencia es significativa, de 7.25 kW y permite obtener un rendimiento aceptable, de 97.53 %, debiendo ser, normalmente, de 98.5%

- La temperatura de operación es elevada, 77.80°C porque el cable está sobredimensionado, opera a 86.44% de capacidad de temperatura, soporta máximo 90 °C, necesita su cambio a cable en BT.

Del análisis de los transformadores, se observa:

El transformador actual de 1000 kVA, tiene un índice de carga del 92%, su eficiencia es del 98.97%, no tiene disponibilidad de carga para futuras ampliaciones.

El transformador actual de 750 kVA, tiene un índice de carga del 87%, su eficiencia es del 98.77%, no tiene disponibilidad de carga para futuras ampliaciones.

El transformador actual de 50 kVA, tiene un índice de carga del 66%, su eficiencia es del 93.06%, su sistema en BT es trifásico 220V

Se cambiarán los transformadores para tener disponibilidad de carga en la subestación, así como una mejor eficiencia y un adecuado rendimiento de la subestación.

5.2. Del rediseño de la SED:

- Al rediseñar la subestación de transformación se cambian los transformadores de 1000 kVA con relación de transformación de 10/0.46 Kv y el transformador de 750 kVA con relación de transformación de 10/1.5 Kv por uno de 2000 kVA con relación de transformación de 10/0.46 Kv, así mismo el reemplazo del transformador de 50 kVA con relación de transformación de 10/0.22 kV conexión triángulo por uno de 50 kVA con relación de transformación de 10/0.38-0.22 kV conexión estrella, así mismo se cambian los motores en MT, de 175 kW y 300 kW, respectivamente, en BT (460 V, 60 Hz), de alta eficiencia, superior a 96%, lo que ocasiona menos potencia absorbida del orden de 20 kW, lo cual asegura un arranque con menos absorción de corriente, y los cables operarán con menor temperatura.
- En el caso del sistema de compensación del factor de potencia, se mantiene el sistema actual, en cuanto al enfoque de control: automático, centralizado,

se cambia los bancos de MT por bancos de condensadores en BT, lo mismo, para el transformador, de BT, de 50 KVA, 10/0.38 kV, la compensación se hace en BT, estandarizando los condensadores, resultando 5 grupos trifásicos de 50 kVAR por fase, de 460 V, conexión en triángulo, en este caso es necesario que los bancos tengan contactores trifásico de arranque, con inductancias en serie, para aumentar la impedancia de los bancos, y resistan mejor al amperaje, además de corregir en parte la distorsión de onda, debido a las cargas de tipo electrónico.

- Se pudo obtener en el mercado transformadores trifásicos del tipo seco, a diferencia de los actuales, en aceite, los seleccionados en el presente estudio son de alta eficiencia, de 99%, siendo muy seguros y robustos.
- Para los transformadores se consideró tener una reserva de potencia del orden de 20% como normal, y del 15% como mínimo.
- Para el caso de los motores, pasarán a operar a 75% de carga en promedio, muy aliviados en relación a los actuales, de 94%, es decir, operan prácticamente a plena carga.
- Se consideró en el diseño un extractor axial en techo de subestación, para una buena y adecuada ventilación, así como un sistema de enfriamiento para mantener la temperatura ambiente en la subestación, con ello lograremos que los transformadores y conductores operen con una adecuada temperatura.

5.3. Del cálculo del aumento de capacidad y rendimiento de la SED

- Se pudo lograr obtener con el rediseño de la subestación eléctrica propuesto y los cálculos, un aumento de capacidad de 271.2 kW, con ello se puede asumir la nueva carga solicita de 143 kW, y asegurar el incremento de producción de alimentos balanceados del orden de 3.5 Ton/h.; mientras que con la subestación actual solo se dispone de 102 kW, con ello no se puede asumir la nueva carga solicitada de 143 kW.
- Se logró obtener con el rediseño de la subestación eléctrica propuesto y los cálculos, un mejor índice de carga del 78.5% contra la subestación actual promedio del 89.5 %, así mismo una mejor eficiencia del 99.10% contra la

subestación actual promedio de 98.87 %, también se asegura una disponibilidad de carga para aumento de producción en el futuro.

- Se logró obtener con la nueva propuesta tener un sistema trifásico 380/220 VAC, con neutro, la cual permitirá conectar todas las cargas monofásicas más seguras y menos peligrosas.

5.4. Del análisis económico

- Se observa que, con el rediseño que se propuso incluido la carga nueva de 143 kW, se asegura el incremento de producción de alimentos balanceados, del orden de 3.5 Ton/h, y un retorno de la inversión no mayor a 5 años, lo cual vuelve atractivo al presente estudio. No se consideró hacer análisis financiero, pues VitaPro puede establecer desembolsos mensuales para el proyecto, una vez que se tenga la totalidad requerida se realizara el proyecto, no necesitando pedir préstamos bancarios.

VI. CONCLUSIONES

1. Se realizó una auditoría eléctrica al sistema trifásico de planta industrial, en transformación, resultando que la subestación industrial actual, compuesta de tres transformadores: uno de 1000 kVA, un segundo de 750 kVA y el tercero, de 50 kVA, absorbe 1555.9 kW, tiene un buen factor de potencia, pero no tiene reserva de potencia, operando a más de 89.5% de carga, así mismo los dos motores que su alimentación es en 1500 V, uno de 175 kW y el segundo de 300 kW operan con baja eficiencia, de 82% y 85% respectivamente, muy baja en relación a los motores que se está proponiendo, en BT, que sobrepasan los 95%, y son de alta eficiencia, también se determinó que los conductores de alimentación de los motores en MT pierden en conjunto más de 10 kW de potencia, lo cual es elevado.
2. Se realizó el rediseño de la subestación de transformación, para lo cual se tuvo en cuenta la demanda nueva proyectada de potencia activa, de 143 kW, para el proceso industrial nuevo, se ha considerado el reemplazo de los tres transformadores con que cuenta la subestación actual, uno de 1000 KVA, 10/0.46 kV; el segundo de 750 kVA, 10/1.5 kV y el tercero de 50 kVA, 460/220 V, por dos: uno de 2000 kVA, 10/0.46 kV con una eficiencia de 99.10 %, y otro de 50 kVA, de 10/0.38 kV, para las cargas monofásicas, de 220 V con neutro y también se cambian los motores de MT, 175 y 300 kW, por motores de BT (460 V) de igual potencia nominal, pero de alto rendimiento, de 96.2%, contra 84% en promedio de los actuales, también se cambia el cable de MT por cable en BT, NYY-80, el cual trabajará a temperatura moderada, menor a 70°C, como sucede en la actualidad.
En el rediseño se mantiene el valor del factor de potencia, de 0.99, lo que permite no pagar energía reactiva, ni sobrecalentamiento de los conductores y motores eléctricos.
3. En conclusión se calculó el aumento de capacidad de producción de Planta, siendo de 3.5 toneladas por hora, de alimento balanceado, siendo el consumo específico de potencia eléctrica, de 40.85 kW/Ton de producto, lo que significa una demanda de 143 kW, es decir, con el rediseño de la

subestación, se asegura mayor disponibilidad de potencia, para atender la demanda del nuevo proceso industrial, así como futuras cargas si así lo requiera la planta

4. Se realizó un análisis económico, resultando que es necesario invertir 333,000 \$ para implementar el rediseño de la subestación, se obtendrán beneficios brutos por aumento de producción de 297,024 \$/mes, siendo el costo de operación, por mayor consumo de energía, de 3,063 \$/mes y el costo estimado de mantenimiento igual a 500 \$/mes, resultando, para una utilidad neta estimada de 25% sobre el precio de venta del alimento balanceado, 70,692 \$/mes de beneficio neto, dando un período de retorno estimado de la inversión, del orden de los 4.7 meses.

VII. RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar un sistema de mantenimiento basado en la confiabilidad para la nueva subestación, asistido por técnicas predictivas, utilizando instrumentos de medición eléctricos/electrónicos.
- Se recomienda realizar un análisis de calidad de energía en la instalación eléctrica industrial, pues se ha observado el uso de sistemas electrónicos de arranque de motores, como son los variadores de velocidad, los arrancadores de estado sólido, además de tener luminarias inductivas, así como los sistemas de cómputo, que distorsionan la onda eléctrica, generando armónicos de diferente tipo, lo deseable es contratar a una empresa especializada para determinar la calidad de energía y el plan de mejora.
- Se recomienda instalar analizadores de redes para cada motor nuevo, con el fin de monitorear su comportamiento, sus capacidades y eficiencia, lo que permitirá establecer con mayor precisión el plan de mantenimiento.
- Es necesario hacer un análisis de coordinación de protección eléctrica contra cortocircuito y definir si es adecuado el uso de relés electrónicos, así como un sistema de respaldo al sistema principal.
- Se recomienda capacitación constante al personal de mantenimiento eléctrico sobre los nuevos equipos eléctricos implementados en esta investigación, para una correcta operación y mantenimiento.

REFERENCIAS

AGUILAR, SONY. *Cuchillas desconectadoras en aire de 72.50 KV a 420 KV con accionamiento controlado*. México : Ediciones nacionales, 2003. págs. 134-159.

ARCE, LUIS. *Subestación eléctrica*. Lima : Limux, 2016. págs. 44-45. 986990005634.

ARRIAGA, EDER . *Latinoamericana de Energía*. Madrid : Acantilado, 2019. págs. 145-146. 986756748734590.

CÁCERES, FÉLIX. *Protección de transformadores trifásicos en media tensión. Norma RA7060*. Lima : Universidad Nacional del Callao, 2017. pág. 67.

CAMPOS, PAULO. *Transformadores de potencia capacitivo y capacitadores de acoplamiento para sistemas de 69KV a 400KV. CFE VE000-38*. México : Ediciones nacionales, 2011. págs. 56-89.

CARRIÓN , LUCAS. *Sistemas eléctricos*. Lima : Acantilado, 2016. págs. 45-67.

CASAS, JUAN. *Metodología de cálculo de subestaciones eléctricas*. Piura : Universidad Nacional de Piura, 2016. págs. 26-27. 09867536789009.

CASTRO, LUCAS. *Sistemas de transformación de potencia*. Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2016. pág. 88. 987656789676.

CHAPMAN , S. *Máquinas eléctricas* . México : Mc Graw Hill, 2005. 90876745643323.

CRUZ , HUGO. *Análisis de subestaciones eléctricas*. Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2016. pág. 55. 9087674567453.

CRUZ, ROXANA , MURRIETA, MELISSA Y TORRES, ÁNGEL. *Caracterización del diseño e implementación de la nueva subestación de transmisión Zapallal - Huarangal 220/60KV de la empresa Edelnor S.A.A*. Lima : Universidad Nacional del Callao, 2015. pág. 59.

CUNER, T. *Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores. CFE K0000606*. México : Ediciones nacionales, 2004. págs. 15-33.

DONALD, JHON. *Electric Power Substations Engineering*. Estados Unidos : PT Works, 2003. págs. 244-256. 67896789000X.

FITZGERALD, A. *Máquinas eléctricas*. México : Mc Graw Hill, 2004. págs. 56-98. 9878900786567X.

HARPER, G. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. México : Limusa, 2005. págs. 166-215. 986790009000.

HELMUT , BOEHME. *General Guidelines for the design of outdoor AC Substations*. España : Acantilado, 2000. págs. 112-122. 6789098600989.

HERNÁNDEZ, R. *Metodología de la investigación*. México : Mc Graw Hill, 2014. pág. 239. 9951890067230.

HIDALGO , S. *Diseño analítico de sistemas en media y baja tensión*. Lima : Acantilado, 2017. pág. 167.

INDECO. *Cable en MT N2XS*. Lima : Conductores trifásicos, 2018. págs. 16-18.

LEGRAND, JHONS. *Sistemas eléctricos*. Madrid : Ajankal Editores, 2016. pág. 134. 98765789564.

LÓPEZ, PEDRO. *Subestaciones eléctricas*. México : Mc Graw Hill, 2018. págs. 114-116. 90896789000.

LÓPEZ, SAULO. *Sector Eléctrico Peruano*. Lima : Editores nacionales, 2019. pág. 46. 987656478983.

LOZANO, LANY. *Diseño analítico de sistemas eléctricos*. Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2012. pág. 111. 9890072790634.

MARTÍN, JOSÉ . *Diseño de subestaciones eléctricas*. México : Mc Graw Hill, 1987. págs. 78-88. 90878989765000.

MENDOZA , ENRIQUE. *Cálculo de subestaciones eléctricas*. Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2017. pág. 23. 900087890054.

OLANDO , DIEGO. *Diseño de sistemas en baja y media tensión*. Lima : Fhet EIRL, 2017. págs. 58-66.

PALACIOS , LUCAS. *Sistemas de ventilación forzada e inducida en sub estaciones eléctricas*. Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2018. págs. 36-37. 98967545678.

PANTA, DALTON. *Diseño de subestaciones eléctricas*. Lima : Ajakun, 2016. pág. 57. 98978678968900.

RAGN, P. *High voltage/Low voltage prefabricated substations*. IEC61330. España : Acantilado, 1995. págs. 37-51.

SAAVEDRA, FARFÁN . *Evaluación de la disponibilidad de potencia en las estaciones y subestaciones eléctricas de transformación*. Piura : Universidad Nacional de Piura, 1990. pág. 118.

SALAS, P. *Interruptores de Potencia de 72.50 KV a 420 KV*. NRF-022-CFE. México : Ediciones nacionales, 2011. págs. 67-88.

SÁNCHEZ , JUAN. *Mecanismos de diseño de sub estaciones eléctricas*. Estados Unidos : Ajankal, 2018. págs. 33-34. 45678923456787.

SÁNCHEZ, SANTIAGO. *Metodología para el diagnóstico de subestaciones eléctricas de transformación*. Quito : Escuela Politécnica Nacional, 1980. pág. 181.

SOTO, CARLOS. *Críticidad de la energía eléctrica de uso industrial*. España : Editores Levis, 2018. págs. 122-124. 678567890987876.

TAFOLLA, RODRIGO. *Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de subestaciones de transmisión*. México : Universidad Nacional Autónoma, 2014. pág. 96.

TAMAYO , M. *El proceso de la investigación científica*. México : Noriega Editores, 2003. pág. 126. 9867899118951.

VALADARES, ROGER. *Subestaciones eléctricas*. España : Acantilado, 2016. pág. 67.

VALLADARES, JUAN. *Transformadores de potencial Inductivos para sistemas con tensiones nominales*. México : Ediciones nacionales, 2004. págs. 34-51.

VÁSQUEZ, PAUL. *Dimensionamiento de subestaciones eléctricas en base a parámetros de región*. Ecuador : Universidad de Cuenca, 2013. pág. 137.

VIEYRA, COLÍN , ÁLVARO, JHON Y RÁMIREZ, CARLOS. *Diseño e instalación de una subestación unitaria de 34.50 KV*. México : Instituto Politécnico Nacional, 2013. pág. 101.

VILLEGAS, MARCOS. *Diseño de subestaciones eléctricas*. Lima : Limusa, 2017. pág. 66. 90786890675.

ZACAL , LUNAR. *Sistemas de ventilación forzado*. Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 2016. págs. 56-67. 908767890098.

ZAPATA , LENER. *Catálogo de transformadores tipo encapsulado*. Lima : WEG industrias, 2010. págs. 17-20.

ZAVALETA, TONNY. *Sistemas eléctricos de potencias NMX-J-098-ANCE*. México : Editores nacionales, 1999. págs. 134-155.

ANEXOS

ANEXO 1. Matriz de Operacionalización de variables

VARIABLES DE ESTUDIO	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	ESCALA DE MEDICIÓN
Variable Independiente 1 Propuesta de mejora en SED.	Conjunto de medidas de cambio que se toman en una organización para mejorar su rendimiento	Planes de acción en base a un diagnóstico para incrementar seguridad y eficiencia operacional	Eficacia de la SED. Confiabilidad de la SED. Costo operacional	De razón
Variable Dependiente 1: Eficiencia Eléctrica	Aprovechamiento de la energía total en energía útil de procesos	Relación entre la potencia útil aprovechable y la energía total absorbida	Perdidas eléctricas. Potencia activa útil	De razón
Variable dependiente 2: Capacidad de SED	Potencia de un sistema eléctrico de potencia, velocidad con que realiza un trabajo eléctrico	Producto de la intensidad de línea por el voltaje de línea y el factor de potencia del sistema	Tensión trifásica. Factor de potencia de la tensión.	De razón

ANEXO 2 INSTRUMENTO DE EVALUACIÓN 1:

Instrumentos de evaluación 1: Medición y procesamiento de datos					
Proceso:	Transformación y Distribución de energía trifásica en SEP				
Empresa:	Vita Pro - Trujillo				
Responsable:	Gonzáles Nolasco, Jessel Mateo				
Ítem	Variable: Factor de potencia, $\cos\phi(-)$	Tensión (V)	Valor	Fecha	Observaciones
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
Parámetros estadísticos descriptivos					
Media aritmética					
Mediana					
Moda					
Rango					
Varianza					
Variación Pearson					
Desviación estándar					

ANEXO 3:

INSTRUMENTO DE EVALUACIÓN 2:

HOJA DE ENCUESTA

Apellidos y nombres:

Fecha:

Escuela de Mecánica eléctrica, facultad de Ingeniería

1; Considera que la Planta industrial hace buen uso de la energía eléctrica?

a) Sí b) No

Explicar la razón

2. Considera que al reducir el consumo de energía eléctrica contribuye a aumentar la seguridad operacional, ¿ser más amigable con el medio ambiente y a obtener beneficios económicos para la Planta industrial

a) Sí b) No

Explicar la razón

3. Considera que es importante implementar planes de gestión eléctrica en Planta industrial?

a) Sí, b) No

4. Conoce áreas o equipos críticos en los cuales sea necesario mejorar el sistema eléctrico trifásico?

Sí No

5) ¿Ha recibido capacitación en eficiencia energética, seguridad eléctrica en el último año?

Sí No

6) Considera que se hace un buen mantenimiento preventivo a los componentes del sistema eléctrico de la Planta Industrial?

Sí No

7) Considera que la iluminación eléctrica es la adecuada en Planta Industrial?

Sí No

8) ¿Ha participado en pruebas de equipos eléctricos, en vacío, o en corto circuito, como motores y transformadores?

Sí No

9) Ha recibido capacitación en Calidad de Energía?

Sí No

ANEXO 4: Características de motores eléctricos

Fully sealed external fan type induction motors

Three phase 60Hz or 50Hz ,220/380, horizontal or vertical standard motors for hydraulic

The spec. are based on CNS3071, C1036, the performance comply with IEC34-1/EN6034,CNS2934.

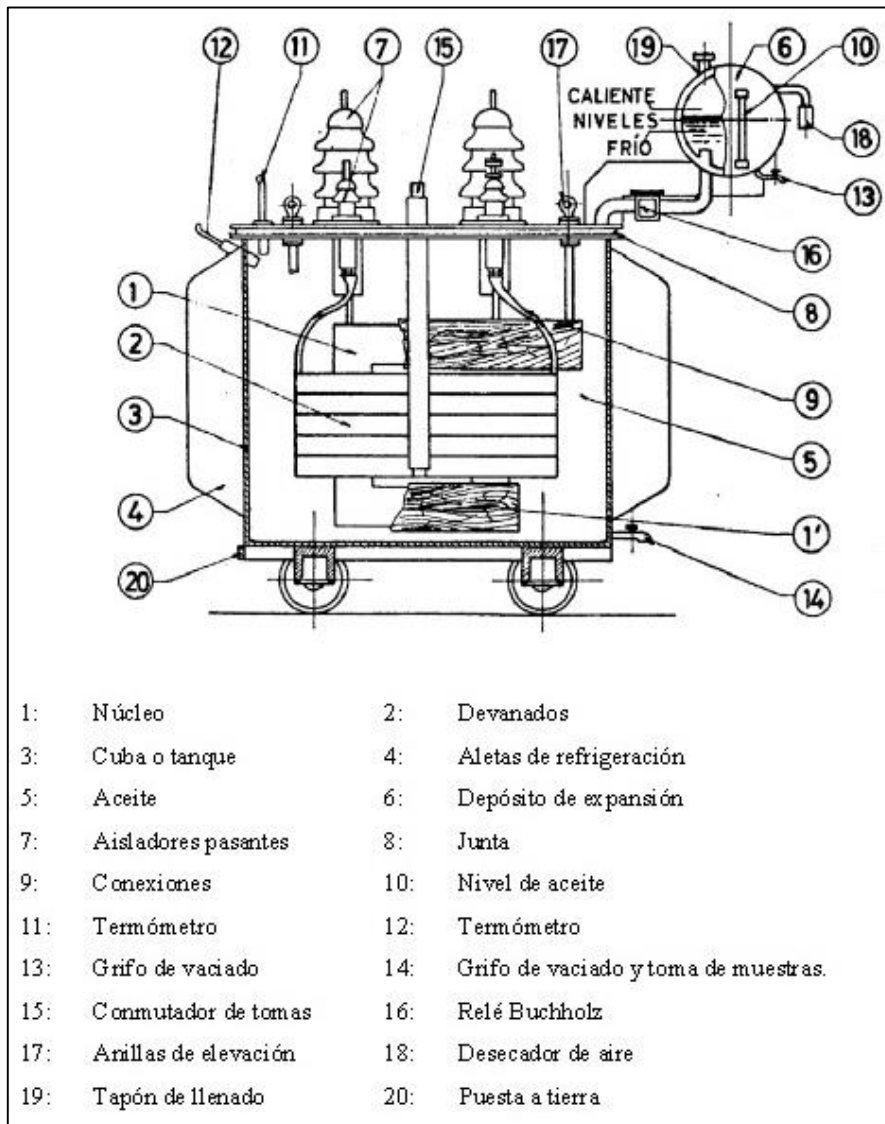
200V4PΦ60Hz

output power		speed(full load)	Frame Size	Insulation Class	Performance with full load				lifting characteristic		biggest torque Kg-cm
HP	Kw	r/min			torque Kg-cm	efficiency %	factor %	current A	torque ratio	current A	
1	0.75	1412	80	E	51	71.8	76	2.1	2.2	8.9	139
2	1.5	1421	90L	E	102	81.3	79	3.6	2.2	18.2	245
3	2.2	1436	100L	E	153.6	80.5	77.2	5.5	2.0	29.2	334
5	3.7	1443	112M	E	254	87.1	79.7	8.3	1.8	47.5	540
7 ½	5.5	1455	132S	B	378	88.4	80.3	12.2	1.9	72.3	810
10	7.5	1466	132M	B	511.5	89.7	79.6	16.7	2.0	109.4	1037
15	11	1461	160M	B	756.7	88.4	80.6	24.2	1.6	167.3	1562
20	15	1460	160L	B	1020	88.5	80	29	2.2	212.	2346
25	18.5	1465	180MC	F	1275	91	85.5	37.5	2.4	260	2996
30	22	1465	180ML	F	1530	91.5	88.0	41.7	2.45	318	3596
40	30	1460	180ML	F	2040	92	88.0	56	2.3	358	4488

ANEXO 5: Características de luminarias

LAMPARA INCANDESCENTE	LAMPARA HALOGENA	FLUORESCENCIA COMPACTA	LED MR16 / AR111
1.000 horas	3.000 horas	10.000 horas	30.000 horas
			
15W / 100 lm	10W / 140 lm	3W / 150 lm	1W / 75 lm*
60W / 710 lm	35W / 600 lm	12W / 650 lm	7W / 750 lm*
75W / 1100 lm	50W / 910 lm	18W / 1150 lm	10W / 1100 lm*
100W / 1600 lm	75W / 1450 lm	23W / 1600 lm	15W / 1400 lm*

ANEXO 6: Transformador en baño de aceite



ANEXO 7: Variación de eficiencia del transformador en función de carga



ANEXO 8: Potencias de capacitores para compensar el factor de potencia

P KVA	Perdidas en vacio W	Perdidas debidas a la carga W	Tensión de corto- circuito %	Potencia reactiva a compensar	
				Vacio Kvar	Plena carga Kvar
100	320	1750	4	2.98	7.30
160	460	2350	4	4.38	11.52
200	550	2850	4	5.24	14.21
250	650	3250	4	6.25	17.60
315	770	3900	4	7.50	21.98
400	930	4810	4	9.05	27.36
500	1100	5950	4	11.33	34.24
630	1300	6950	4	13.52	42.59
800	1560	12000	5,5	23.89	74.69
1000	1840	13900	6	28.68	98.71
1250	2160	15000	5,5	32.84	113.35
1600	2640	18100	6	38.20	151.33
2000	3900	22500	7	45.36	211.20
2500	4500	27500	7,5	53.76	276.00
3150	5400	35000	8	63.96	363.60

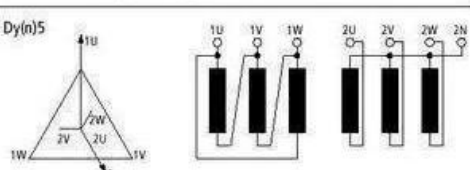
ANEXO 9: Configuraciones estándar e índices horarios de transformadores trifásicos

Standard configurations for three-phase transformers

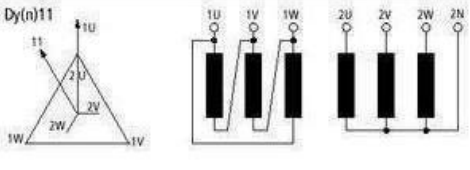
When ordering three phase type DTI and DTZ, it is necessary to specify the desired transformer winding configuration in the type number. Select the desired con below and insert the associated number into the type number as shown on pages 13/005 and 13/008.

For additional configurations, please contact Moeller Electric.

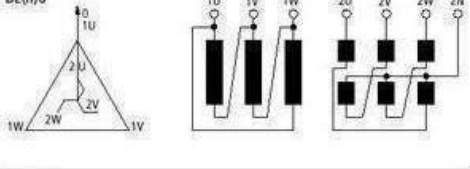
Dy(n)5



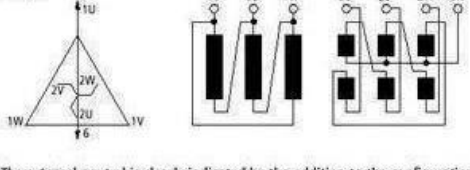
Dy(n)11



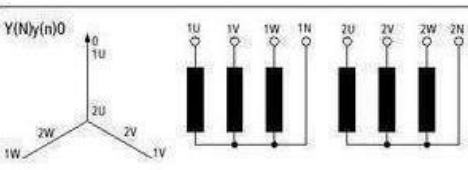
Dz(n)0



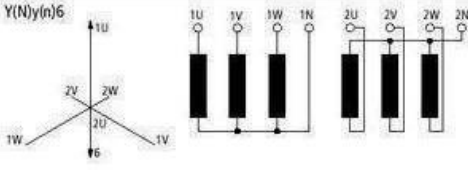
Dz(n)6



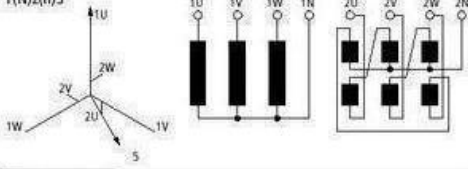
Y(N)y(n)0



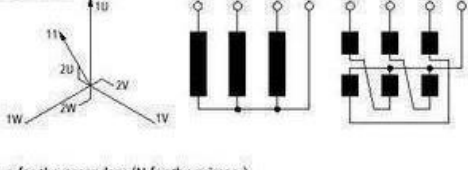
Y(N)y(n)6



Y(N)z(n)5



Y(N)z(n)11



The external neutral is clearly indicated by the addition to the configuration of an n for the secondary (N for the primary).
Standard circuit is Yy0.

ANEXO 10: SIMBOLOGÍA

Símbolos normalizados de transformadores (Legrand, 2016)



Figura nr.: Transformador de aislamiento funcional entre el primario y secundario.



Figura nr.: Autotransformador. (Sin aislamiento entre el primario y secundario).

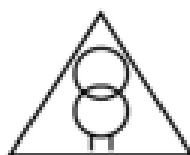


Figura nr.: Transformador de comando. (Con aislamiento entre el primario y secundario).



Figura nr.: Transformador de seguridad. (Con aislamiento reforzada entre el primario y secundario, para tensión en vacío $< 50V$).



Figura nr.: Transformador de separación de circuitos. (Con aislamiento reforzada entre primario y secundario)



Figura nr.: Transformador de aislamiento resistente a los cortocircuitos

TRANSFORMADORES SECOS ENCAPSULADOS

PARA MEDIA TENSIÓN

16 000 KVA



Promelsa es distribuidor exclusivo de transformadores tipo secos encapsulados en resina epóxi de la marca GBE - ITALIA, que van desde 50 KVA hasta 16000 KVA en todas las clases de tensión y especialmente de 12, 24 y 36 kV.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

NÚCLEO. El núcleo de los transformadores GBE está fabricado con una chapa magnética de grano orientado de elevada permeabilidad magnética y con pérdidas específicas aislado en ambos lados por una capa fina de material inorgánico (Carlyte).

El corte y la composición es de tipo 45° con acoplamientos intercalados con el método "Step Lap" para reducir las pérdidas en vacío, la corriente de vacío y el ruido del transformador.

La compactibilidad se obtiene gracias a los perfiles de acero galvanizados dimensionados debidamente y capaces de garantizar resistencia y estatismo adecuados para solicitaciones que deriven de las operaciones de transporte y descarga, de esfuerzos electrodinámicos y de instalaciones más complejas.

DEVANADO BT. Los devanados de baja tensión coaxiales en la columna del núcleo están realizados mediante plancha de aluminio o cobre, aislados con

material de clase F, impregnados en vacío con esmaltes desecativos al horno de clase H, de altísima cementación y que confiere a la bobina un óptimo aislamiento y retén mecánico. Bajo pedido se pueden resinar en vacío con resina epoxi.

DEVANADO MT. Los devanados de media tensión están formados por una serie de bobinas superpuestas y conectadas según el plano requerido. Utilizando máquinas automáticas se encapsulan la planchuela de aluminio con película aislante de clase F se garantiza la alineación, la tensión de impulso de los dos componentes y el exacto número de espiras. La resina usada para encapsular los devanados es de tipo epoxi con carga de silicio y otros aditivos.

CONTROL DE FUNCIONAMIENTO

TERMÓMETRO CON CONTACTOS ELÉCTRICOS

La medición de la temperatura tiene lugar con una sonda.

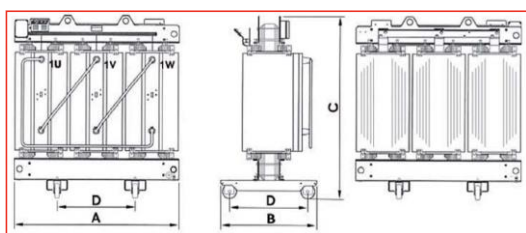
El termómetro de cuadrante visualiza la temperatura y permite controlar a distancia mediante dos contactos eléctricos (NAó NC).

Prealarma 140°C; Desconexión 150°C.

Carga de los contactos: 2.5 A, 250 V.

Perdidas Estándares TRANSFORMADORES - PROMELSA

Potencia (KVA)	Clase (kV)	Pfe (W)	Pcu (W)	Vcc	Io %	Lwa (dB)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Peso (kg)
100	12	420	1880	6	1,68	59	1120	670	1100	520	510
	24	460	1960		2,10		1120				550
160	12	580	2550	6	1,60	62	1230	670	1150	520	720
	24	650	2700		2,00		1230				760
200	12	700	2900	6	1,50	64	1230	670	1200	520	840
	24	750	3100		1,87		1270				880
250	12	800	3400	6	1,42	65	1230	670	1300	520	970
	24	880	3300		1,78		1300				1020
315	12	950	4100	6	1,40	67	1300	820	1300	670	1100
	24	1000	4100		1,65		1330				1160
400	12	1150	4850	6	1,18	68	1330	820	1400	670	1290
	24	1200	4800		1,48		1380				1360
500	12	1300	5700	6	0,96	69	1380	820	1500	670	1530
	24	1400	6000		1,20		1410				1610
630	12	1450	6700	6	0,85	70	1410	820	1550	670	1760
	24	1600	6900		1,06		1460				1850
800	12	1750	8300	6	0,72	72	1460	1000	1650	820	2080
	24	2000	8300		0,90		1530				2190
1000	12	2000	8800	6	0,64	73	1530	1000	1750	820	2480
	24	2300	9600		0,80		1620				2610
1250	12	2400	11200	6	0,56	75	1530	1000	1850	820	2870
	24	2700	11500		0,70		1640				3020
1600	12	2800	12700	6.5	0,52	76	1640	1000	2150	820	3350
	24	3100	14000		0,65		1700				3530
2000	12	3400	16000	6.5	0,48	78	1700	1300	2200	1070	3950
	24	3650	16500		0,60		1790				4610
2500	12	4300	18000	7	0,45	79	2000	1300	2250	1070	4700
	24	4800	20000		0,56		2060				4950
3150	12	5400	22900	7	0,40	80	2060	1300	2450	1070	5640
	24	5600	23500		0,50		2150				5940
4000	12	6800	26000	7.5	0,32	82	2200	1350	2500	1070	7700
	24	7000	27000		0,40		2260				8100
5000	12	7500	29000	8	0,29	83	2350	1500	2680	1250	9600
	24	8100	30000		0,36		2380				10100





PRINCIPAL:

Av. Nicolás Arriola 899 Santa Catalina La Victoria

SUCURSALES:

Prolongación Parinacochas 765 La Victoria

Jr. Raúl Porras Barrenechea 1982 Chacra Ríos

PROVINCIAS:

Jr. Huánuco 753 Piura T: 073 608896

Jr. Unión 403 431 Trujillo T: 044 232143

CENTRAL:

712 5500

VENTAS:

712 5555

FAX:

471 0641

LINEA GRATUITA: (PROVINCIAS)

0 800 77 800

EMAIL:

promotores@promelsa.com.pe / servicioalcliente@promelsa.com.pe

WWW.PROMELSA.COM.PE

